

**UNIVERSIDAD DE PINAR DEL RÍO**  
**“HNS. SAÍZ MONTES DE OCA”**



**CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE LOS RESERVORIOS DEL  
TERCIARIO INFERIOR EN LA FRANJA SEPTENTRIONAL  
PETROLERA CUBANA**

Tesis en opción al Título Académico de Master en Geología

(Mención Geología del Petróleo)

Autor: Ing. Alberto Helio Domínguez Gómez

Tutor: Dr. Guillermo Miro Pagés

2008

## **DECLARACIÓN DE AUTORIDAD**

**Los resultados que se exponen en la presente tesis se han alcanzado como consecuencia del trabajo realizado por el autor y asesorado y/o respaldado por el CEINPET y la Universidad de Pinar del Río. Por tanto, los resultados en cuestión son propiedad del autor y de estas instituciones y solo ellas podrán hacer uso de los mismos de forma conjunta y recibir los beneficios que se deriven de su utilización.**

---

**Firma del autor**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco en primer lugar a Pinar del Río, quien me acunó como un hijo, donde tengo los mejores recuerdos de joven estudiante en mi formación de Ingeniero Geólogo, a mis profesores y profesores alumnos, a mis compañeros de aula, a Juan E. Andrade hermano incansable en la geología, a todos que de una forma u otra contribuyeron en mi formación en las Minas de Matahambre.

Le agradezco de corazón y que Dios los tenga en la gloria a mis tutores como Ingeniero Geólogo, Luis Guillermo Franco y José Francisco de Albear.

Agradezco a todos los Ingenieros Geólogos, Geofísicos y Técnicos Petroleros con los que trabajé en la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Centro de Varadero, en la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Occidente, en la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Majagua, en la Empresa Nacional Geofísica, Ministerio de la Industria Básica (Subdirección Hidrocarburos), en el Centro de Investigaciones del Petróleo y DIGICUPET, en especial René Domínguez, Juara, Sterling, Socorro, Pilar, Blanquita, Carlos Veiga, Esthenis, Héctor Díaz, Prol, Rifa, Taucet, Raúl, Romel, Edenia, Mericy, Grisel y otros, de los que me he retroalimentado tanto en la práctica como en la teoría.

Agradezco a los que con respeto y admiración han sido mis patrones en el trabajo cotidiano, Juan Guillermo López quien me encauso en la investigación y presentación de trabajos en los eventos y congresos, Silvia Valladares, José Álvarez Castro, Gustavo Echevarría, Jorge R. Sánchez, Rafael Segura, José O. López, Manuel Iturralde-Vinent, Gustavo Furrázola, Rolando García, y otros.

Agradezco al claustro de profesores de la Universidad de Pinar del Río que contra viento y marea nos impartieron un curso con un alto nivel, que ya aplicamos en los proyectos y eventos científicos del centro, a Dámaso Cáceres, Carlos Cofiño, José F. Lastra, Jorge Cobiella, Rebeca Hernández y otros, ¡a todos gracias!

Agradezco a los profesores Maritza Rodríguez, José Fernández, Rafael Tenreyro, Silvia Blanco, Osvaldo Rodríguez, Jesús Blanco, Juan R. Loeches, y otros.

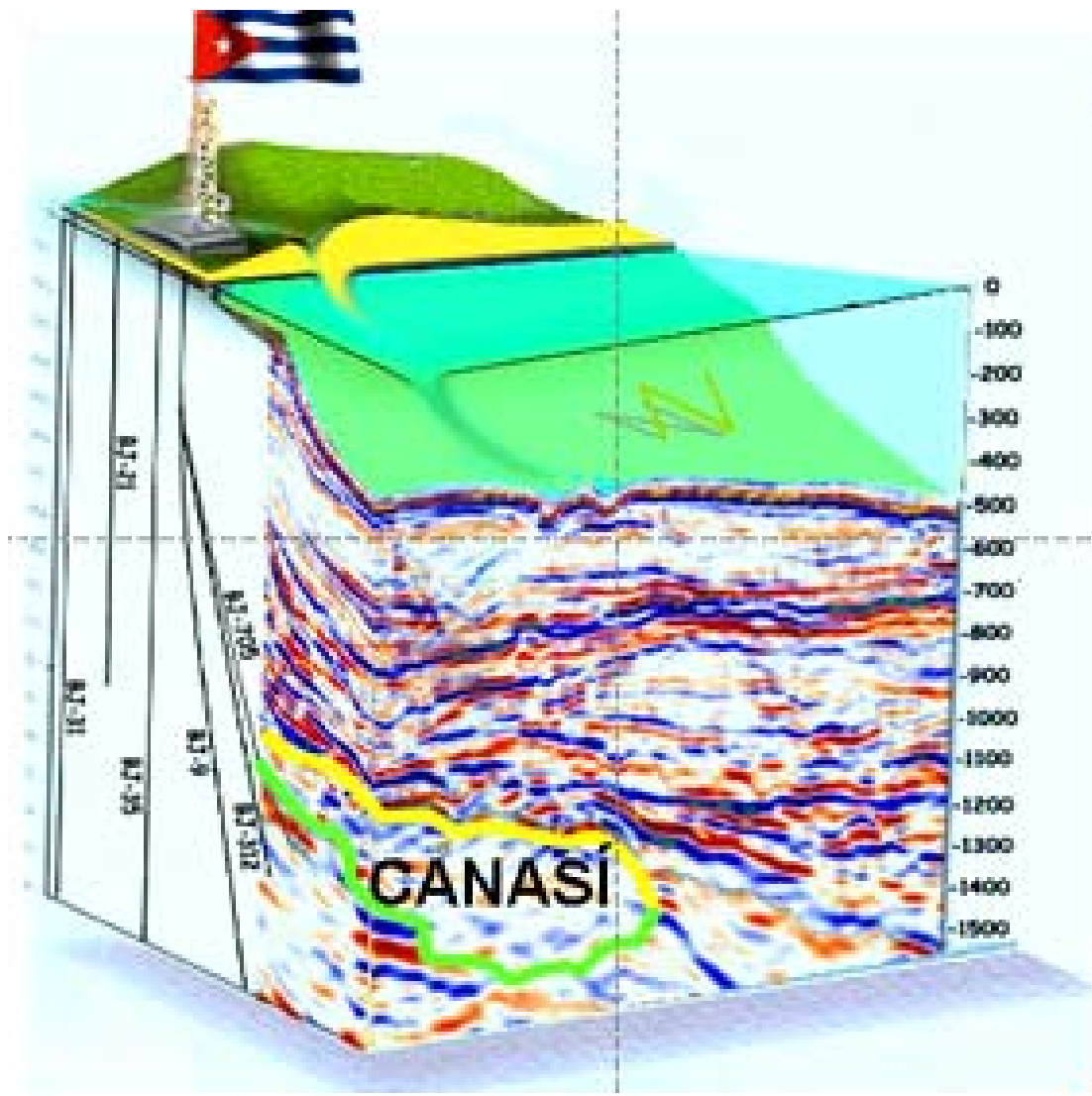
Agradezco a Belkis López, Emet Domínguez y Yeisnier Domínguez por su comprensión y estímulo constante.

**Especial agradecimiento al Guillermo Miró por su apoyo incondicional.**

## DEDICATORIA

Dedico esta Tesis en opción al Título Académico de Grado de Master en Geología (Mención Geología del Petróleo) a mi esposa, hijos, hermanas, hermano, a mis padres (que en paz descansen), familia y en especial a mi Tía Hyde Gómez.

**“Solo se seguirá obteniendo éxito en la exploración petrolera mientras existan yacimientos en la mente del hombre”**



## **RESUMEN**

Durante el análisis de las muestras de canal obtenidas durante la perforación de los pozos horizontales en el área Canasí – Puerto Escondido en el año 2002 fue revelada la existencia y ubicación de sedimentos Terciarios (a los que denominaremos Formación Canasí), antes datados como correspondientes al Cretácico – Jurásico.

Al ser identificada esta Formación en la primera etapa del proyecto 2612, (“Propuesta de la Formación Canasí como Nueva Unidad Litoestratigráfica del Terciario en la Franja Norte de Crudos Pesados de la República de Cuba”) como el principal reservorio en varios yacimientos gasopetrolíferos de la Franja Norte Cubana (Vía Blanca – Boca de Jaruco, Santa Cruz, Canasí - Puerto Escondido y Yumurí - Seboruco), se concluyeron importantes resultados acerca de su origen, litofacies principales y su nomenclatura e identificación, sus características como reservorio, su modelo petrofísico, y su relación espacial con las secuencias del Grupo Veloz y de la Formación Vega Alta.

Esta Tesis de Maestría tiene la tarea de identificar este reservorio en el área mediante la geofísica, principalmente su caracterización sísmica.

Es por ello que los objetivos fundamentales de este trabajo son establecer los patrones de atributos que permitan caracterizar la imagen sísmica y delimitar las fronteras superior e inferior mediante el análisis integrado de los datos de pozos y sísmicos, tomando como patrón el yacimiento Vía Blanca – Boca de Jaruco debido a que:

- ✦ cuenta con una sísmica 2D y 3D procesada y reprocesada en varias ocasiones que permite obtener una imagen e identificación confiable,
- ✦ cuenta con pozos perforados en diferentes partes de la estructura con litofacies bien definidas de la Formación Canasí,
- ✦ cuenta con pozos que cortaron tanto las secuencias de la Formación Canasí, la Formación Vega Alta y las rocas del Grupo Veloz pudiéndose marcar estas

diferencias en pozos y trasladarlas a la sísmica con la finalidad de establecer el tope y la base de la misma.

Habiendo establecido el área patrón se analizó la información de áreas aledañas como Santa Cruz, Canasí - Puerto Escondido, Yumurí - Seboruco, y se constató la imagen sísmica de la Formación Canasí y del Grupo Veloz, incluso se pudo contornear un límite de la Formación Canasí, aunque en sectores este límite es difícil de establecer. La tesis en opción al grado de Master en Geología (Mención Geología del Petróleo) consta de 94 páginas, 2 anexos, 51 figuras y 4 tablas.

## **ABSTRACT**

From the results obtained by cutting analysis during the perforation of the horizontal wells in the area Canasí - Puerto Escondido area in the year 2002, for a community of the Petroleum Research Center (Ceinpet) that described and dated the reservoir rocks previously dated Cretaceous - Jurassic with Tertiary age, they demonstrated the existence and location of the Tertiary silts, which we will denominate Formation Canasí, based on the proposal that it was made on this formation in the first stage of the project 2612, "Proposal of the formation Canasí as a New Unit Litho-strata graph of the Tertiary in the North Belt of Petroleum Heavy of the Republic of Cuba" which constitutes the main reservoir in several locations petroleum of the Cuban North Belt (Boca de Jaruco - Via Blanca, Santa Cruz, Canasí- Puerto Escondido and Yumurí - Seboruco), have been obtained important results about the origin, main lightfaces and their nomenclature and identification, their characteristics as reservoir, petrophysic model, and their spatial relation with the sequences of the speedy Group and of the Formation Vega Alta

This Thesis of Master has at task of identifying this reservoir in the area by means of the geophysics, mainly its seismic characterization.

It is for it that the fundamental objectives of this work are to establish the patterns of attributes that allow characterizing the seismic image and defining the superior and inferior frontiers by means of the integrated analysis from seismic and well data, taking as pattern the location Boca de Jaruco - Via Blanca because:

- It has a several times processed and re-processed 2D and 3D seismic in several occasions that he/she allows to obtain an image and reliable identification,
- It has wells perforated in different parts of the structure with much defined lithology-faces of the Formation Canasí,
- It has wells that cut the sequences of the Formation. Canasí, the Fm. Vega Alta and the rocks of the Grupo Veloz being able to mark these differences in wells and to transfer them to the seismic with the goal of establishing the top and the base of the same one.

Having established the area pattern it was analyzed the information of areas colliding like Santa Cruz, Puerto Escondido - Canasí, Yumurí - Seboruco, and the seismic image of the Fm. Canasí was verified and of the Group Veloz, you could even contour a limit of the Fm. Canasí and the heaped limit of the first of Veloz, although in sectors this limit is difficult to settle down.

The thesis in option to the grade of Master in Geology (Mention Geology of the Petroleum) it consists of 94 pages, 2 annexes, 51 figures and 4 charts.

## **INDICE**

	Pág.
✚ INTRODUCCIÓN .....	1
✚ CAPITULO I: METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN Y ESTADO DEL ARTE DEL TEMA ESTUDIADO.....	4
I.1. Metodología de la presente investigación.....	4
I.2. Estado del arte del tema estudiado.....	5
I.2.1. Respuestas sísmicas de las rocas carbonatadas.....	5
I.2.2. Velocidades características de las rocas carbonatadas.....	8
I.2.3. Fracturación.....	8
I.2.4. Cretas.....	10
I.2.5. Evaporitas.....	11
I.2.6. Patrones sísmicos.....	11
I.2.7. Yacimientos carbonatados.....	13
I.2.8. Cinturones de cabalgamientos.....	18
I.2.9. El procesamiento.....	25
I.2.10. La interpretación.....	37
✚ CAPITULO II: CARACTERIZACIÓN GEÓLOGO-PETROLERA DE LA FORMACIÓN CANASÍ Y SECUENCIAS ADYACENTES.....	43
II.1. Caracterización geólogo petrolera.....	43
II.1.1. Caracterización geológica.....	44
II.2. Caracterización del sistema petrolero.....	52
✚ CAPITULO III: CARACTERIZACIÓN GEOFÍSICA DE LA FORMACIÓN CANASÍ Y SECUENCIAS ADYACENTES .....	56
III.1. Campos potenciales.....	56
III.2. Sísmica.....	57
III.2.1. Característica de la adquisición y procesamiento de los datos Sísmicos.....	57
III.2.1.1. Parámetros del levantamiento de los datos sísmicos.....	57



III.2.1.2. Adquisición de los datos sísmicos.....	58
III.2.1.3. Efecto de los ruidos de los cortes sísmicos.....	58
III.2.1.4. Procesamiento de los datos sísmicos.....	57
III.2.2. Interpretación de los datos sísmicos.....	60
III.2.2.1. Análisis de las secciones sísmicas.....	62
III.3 Modelo geólogo – geofísico.....	70
III.4. Las velocidades.....	71
III.4.1. Amplitudes.....	72
III.4.2. Frecuencias predominantes.....	72
III.4.3. Saturación y morfología de los ejes cofásicos.....	72
III.5. Calibración geológica.....	73
III.6. La resolución sísmica.....	75
III.7. Verificación del patrón establecido en las áreas de aprendizaje.....	75
✦ CONCLUSIONES.....	88
✦ RECOMENDACIONES.....	89
✦ BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA .....	90

## **INTRODUCCIÓN**

El contenido de la presente tesis está enmarcado principalmente en el informe del proyecto 2612 (“Propuesta de la Formación Canasí como nueva unidad litoestratigráfica del Terciario en la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP) de la Republica de Cuba”), en el que se expone que durante la perforación de los pozos horizontales en el área Canasí-Puerto Escondido en el año 2002 un colectivo de investigadores del Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET) describieron y dataron por muestras de canal la parte superior del Grupo Veloz referido hasta entonces al intervalo Cretácico-Jurásico como correspondientes al Terciario.

Los trabajos de investigación realizados que sirvieron de base para la presente tesis, demostraron la existencia y ubicación de los sedimentos terciarios, los que fueron denominados Formación Canasí y constituyen el principal reservorio de varios yacimientos gasopetrolíferos de la Franja Norte de Crudos Pesados (Boca de Jaruco – Vía Blanca, Santa Cruz, Puerto Escondido – Canasí y Yumurí - Seboruco), habiéndose concluido importantes resultados acerca del origen, litofacies principales y su nomenclatura e identificación, sus características como reservorio, su modelo petrofísico y su relación espacial con las secuencias del Grupo Veloz y de la Formación Vega Alta, subyacente y sobreyacente respectivamente.

Este reservorio fue identificado también en el área mediante la respuesta de los métodos geofísicos tanto de pozos como de superficie, destacándose entre estos últimos la sísmica de Reflexión.

En el marco del presente trabajo se establecen patrones cualitativos que facilitan diferenciar la imagen sísmica del complejo litoestratigráfico objeto de estudio, delimitar sus fronteras superior e inferior, calcular el espesor y la profundidad promedio a que se encuentra, así como su extensión en la horizontal mediante el análisis integrado de los datos sísmicos y de pozos con cuyo fin se tomó como patrón al yacimiento Vía Blanca – Boca de Jaruco debido a:

✦ Allí se cuenta datos sísmicos 2D y 3D procesados y reprocesados en varias ocasiones los que permiten disponer de una imagen e identificación confiable.

✚ Se cuenta con pozos perforados en diferentes partes de la estructura que cuentan con litofacies bien definidas de la Formación Canasí.

✚ Se cuenta con pozos que cortaron las secuencias de la Formación Vega Alta, Formación Canasí y las rocas del Grupo Veloz pudiéndose identificar éstas por separado y correlacionarlas con la sísmica delimitándose el tope y la base de las mismas.

En relación a lo antes expuesto puede identificarse que el **objeto de la presente tesis** es las rocas terciarias de la Formación Canasí, que eran datadas erróneamente con edades Jurasico - Cretácicas y que actualmente son referidas al Terciario Inferior. Este propósito es importante en el marco de la exploración petrolera ya que amplía el potencial de rocas con perspectivas como reservorio el que según las concepciones anteriormente vigentes no incluía al Terciario, cuya unidad estratigráfica sin embargo, está asociada a importantes reservorios en otros países vecinos como Venezuela, Méjico y Estados Unidos.

Por lo anterior el **problema de investigación** a que esta dedicada la presente tesis consiste en que hasta el presente no ha sido establecido el patrón de la imagen sísmica que caracteriza al complejo de rocas terciarias de la Formación Canasí lo que dificulta su identificación en los cortes sísmicos.

Partiendo de lo anteriormente expuesto, la **hipótesis** de la presente investigación fue formulada como sigue: El complejo predominantemente carbonatado de edad Terciaria correspondiente a la Formación Canasí debe presentar características propias en los datos sísmicos y geofísicos de pozos, los que de ser identificados en áreas suficientemente estudiadas pudieran ser extrapolados para tratar de identificar la misma en otras áreas aledañas menos investigadas.

De este modo, los **objetivos** que se proponen alcanzar el presente trabajo, a fin de validar la hipótesis anteriormente establecida fueron los siguientes:

1. Identificar la imagen sísmica correspondiente a la Formación Canasí, estableciendo los atributos más adecuados.
2. Delimitar sus fronteras superior e inferior mediante el análisis integrado de datos sísmicos y de pozos en una región (Vía Blanca - Boca de Jaruco hasta Yumurí - Seboruco) correspondiente a la Franja Petrolera Norte Cubana.

Los principales **materiales empleados** en el marco de la presente investigación fueron los siguientes:

- ✦ Informes de trabajos realizados en la región objeto de estudio y artículos publicados sobre experiencias análogas en otras regiones del mundo.
- ✦ Mapas geológicos y geofísicos derivados de los distintos levantamientos realizados en la misma.
- ✦ Descripciones de núcleos, cuttings, ditches, tanto petrográficos como datación paleontológica.
- ✦ Datos geofísicos de pozos.
- ✦ Cortes sísmicos adquiridos en esta región.

Con el desarrollo de este trabajo se pretenden alcanzar los siguientes **resultados prácticos**:

- ✦ Identificar los patrones geofísicos que caracterizan a la Formación Canasí en base al análisis integrado de datos sísmicos y de pozos
- ✦ Verificar la confiabilidad del patrón establecido en el “área de aprendizaje” en otro sector de la región en el que también se cuente con datos sísmicos y de pozos.
- ✦ Elaborar una tabla sobre las características típicas que identifican a la Formación Canasí en los cortes sísmicos.
- ✦ Confeccionar modelo sismogeológico de la región con el apoyo de amarres de datos de pozos en las líneas sísmicas
- ✦ Elaborar un mapa estructural a escala 1: 50 000 por la frontera superior de la Formación Canasí. Calcular los espesores y presentar mapa de espesores aparentes para el área Vía Blanca - Boca de Jaruco a escala 1: 25 000.
- ✦ Identificar la posible existencia de eventual trampa petrolera en la región objeto de estudio.

## **CAPÍTULO I: METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN Y ESTADO DEL ARTE DEL TEMA ESTUDIADO.**

### **I.1. Metodología de la presente investigación**

Inicialmente, atendiendo a las hipótesis y los objetivos trazados para el desarrollo del presente trabajo, se procedió a la tarea de concebir la estrategia para alcanzar los resultados.

La prospección geofísica moderna se caracteriza por la concurrencia de diversos métodos que son empleados para resolver las tareas geológicas planteadas de forma interrelacionada y en una secuencia adecuada (Miró, G., 1993). Es decir actualmente prevalece a escala mundial el enfoque sistémico para la obtención e interpretación de la información.

Esta tendencia está condicionada por la creciente complejidad y profundidad de yacencia de los objetivos geológicos que son investigados y por factores de orden económico.

Como es conocido, un modelo petrofísico provoca una determinada respuesta en un campo físico (gravitatorio, magnético, etc.) pero la reciproca no se cumple, es decir que un determinado comportamiento de un campo físico, puede ser provocado por diversos modelos del medio geológico investigado. De ahí, que para elevar la confiabilidad de la interpretación, deban emplearse de forma combinada los datos de diversos campos físicos, más aún en condiciones geológicas tan complejas como las que caracterizan a nuestro archipiélago.

En el caso del presente trabajo, la metodología de investigación empleada incluyó los siguientes pasos:

1. Recopilación y análisis de toda la información requerida sobre la experiencia internacional existente y acerca del área objeto de estudio.
2. Estudio y caracterización geólogo-petrolera de la región de interés.
3. Caracterización geofísica de la Formación Canasí y de las secuencias adyacentes en base al análisis combinado de los datos:

✚ Sísmicos.

#### ✦ Geofísicos de pozos.

#### 4. Establecimiento de conclusiones y recomendaciones.

A continuación se exponen los resultados alcanzados con el desarrollo de la metodología de investigación expuesta.

#### I.2. Estado del arte del tema estudiado

La presente tesis está dedicada a la exploración sísmica petrolera de rocas sedimentarias de composición predominante carbonatada y siliciclástica emplazadas en mantos de cabalgamiento, las que en el caso de Cuba constituyen los principales reservorios, de ahí que el autor de la presente tesis haya considerado importante iniciar la misma realizando un estudio acerca de algunas de las principales experiencias existentes sobre el empleo de la sísmica para el estudio de tales medios a escala internacional, a fin de que las mismas pudieran constituir un importante patrón de referencia para el desarrollo del presente trabajo.

##### I.2.1. Respuesta sísmica de las rocas carbonatadas

Las rocas carbonatadas que representan aproximadamente solo el 20% del total de las rocas sedimentarias constituyentes de la corteza terrestre, entranan más del 50% de las reservas probadas de hidrocarburos, de ahí la gran importancia que tiene su estudio (Spadini, A. R., 2005).

Como ejemplos que ilustran lo anteriormente expresado puede citarse lo siguiente:

En Arabia Saudita por ejemplo, se encuentra localizado el mayor productor del mundo (Yacimiento Ghawar) en rocas carbonatadas del Jurásico caracterizadas por altas porosidades y permeabilidades, el que aporta aproximadamente 5 millones de barriles de petróleo diarios.

En México, el principal campo petrolífero (Cantarell) produce 1,5 millones de barriles de petróleo diarios a partir de brechas calcáreas y dolomitas del Cretácico Superior. Estos reservorios se caracterizan por presentar porosidades que oscilan entre 8 -13 % y permeabilidades medias del orden de los centenares de mD, teniendo una gran incidencia la presencia de fracturas.

El campo Asmari en Irán constituido por rocas carbonatadas del Oligoceno - Mioceno también se considera un “gigante” por su alto volumen de producción.

Por tanto las rocas carbonatadas constituyen los reservorios de los mayores campos petroleros del mundo.

No obstante lo anterior, la mayoría de los modelos concebidos para la interpretación de los datos sísmicos se ajustan preferentemente a los medios siliciclásticos para los cuales se cumple que las arenas y las arcillas han sido transportadas por los ríos, los vientos etc, es decir por mecanismos comprensibles por los interpretes sísmicos.

Las rocas carbonatadas a diferencia de las siliciclásticas no se caracterizan por una génesis asociada a procesos de transportación sino por crecimiento o precipitación orgánica o geoquímica in situ.

La generación de las rocas carbonatadas ocurre preferentemente a lo largo de pendientes, plataformas y márgenes que se extienden hasta cientos de kilómetros lo que contrasta con el tipo de deposición más local que caracteriza a las rocas siliciclásticas debido al efecto de corrientes y ríos.

Los ambientes que resultan favorables a la precipitación de los carbonatos son también generalmente favorables para la precipitación de evaporitas (sal y anhidritas) por lo que la interpretación sísmica de los carbonatos con frecuencia se ve obstaculizada por fenómenos como el diapirismo salino y los procesos de disolución.

Una vez depositados los carbonatos son sometidos a cambios diagenéticos dando lugar a variaciones en la porosidad y la permeabilidad generalmente poco relacionadas con las fronteras estratigráficas originales.

La estratigrafía de las rocas carbonatadas muestra muchas mayores variaciones en el tiempo geológico que las que muestra ésta en las rocas siliciclásticas.

Desde el punto de vista de la sísmica hay que señalar que generalmente las velocidades y las densidades propias de las rocas carbonatadas son mayores que las propias de las siliciclásticas.

Tales velocidades mayores provocan una menor capacidad de resolución de la sísmica para espesores de capas semejantes en los carbonatos con respecto a los siliciclásticos.

Cuando se observa que el horizonte de las rocas carbonatadas subyace a capas de siliciclásticos de menor velocidad, entonces aquel es fácilmente identificable por los intérpretes sísmicos.

Cuando la sección carbonatada alcanza hasta el fondo marino, esta situación puede acarrear la formación de reflexiones múltiples (ya que el coeficiente de reflexión de la frontera agua - aire será de 60% o mayor) que se propagarán a través del tirante de agua sobreyacente lo que complicará la interpretación de los horizontes sísmicos profundos.

Durante los ascensos o descensos del nivel del mar, las rocas carbonatadas pueden ser sometidas a distintos procesos de erosión provocando efectos cárnicos y diagenéticos complementarios.

Mientras que la porosidad microscópica vinculada a los procesos cárnicos puede resultar favorable para la formación de los reservorios como tal, esta misma circunstancia generalmente es desfavorable para la sísmica ya que da lugar a diferentes complejidades del cuadro ondulatorio.

Un ejemplo de lo anteriormente referido se observa en el mar mediterráneo en el intervalo marítimo comprendido entre la isla de Malta y Túnez donde han sido bien documentados dos niveles de carso los que plagan de ruidos los cortes sísmicos correspondientes a las líneas adquiridas desde el delta del río Nilo hasta las islas Baleares.

Los efectos del carso se manifiestan aún más dañinos para la interpretación de la sísmica terrestre como ocurre por ejemplo en regiones tales como Papua Nueva Guinea, Madagascar y Croacia.

Por otra parte también los afloramientos de rocas carbonatadas en distintas regiones del mundo dan origen a los llamados “efectos de acoplamiento” entre los geófonos y el suelo lo que reduce la calidad de la adquisición.

Debe subrayarse que debido a la mayor complejidad sismogeológica de los medios carbonatados con relación a los siliciclásticos, se impone en la exploración



de los primeros la integración armónica y coherente de todos los datos disponibles posibles: geofísicos y geológicos de superficie y pozos, geomorfológicos, de teledetección etc. (Palaz, I., 1997).

### I.2.2. Velocidades características de las rocas carbonatadas

El gráfico que aparece en la Fig. 1 sintetiza las velocidades características de algunos de los principales tipos de rocas carbonatadas.

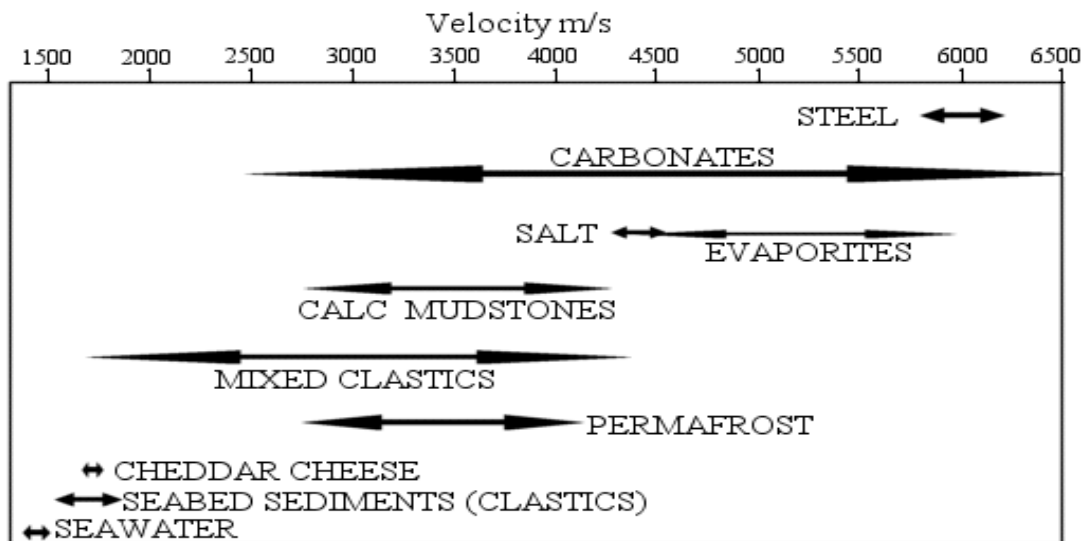


Fig. 1: Velocidades características de algunos de los principales tipos de rocas carbonatadas. Según: Guillemot, J., 1991.

Como puede apreciarse, generalmente las velocidades características de las rocas carbonatadas son elevadas.

Los factores que afectan por ejemplo las velocidades de las rocas carbonatadas son similares a los que influyen en su comportamiento en las areniscas (tamaño de los granos, porosidad, cementación) aunque adicionalmente existen otros tales como fracturación y carcificación que tienen también una gran incidencia.

### I.2.3. Fracturación

Este factor resulta importante por las siguientes razones:

Las rocas carbonatadas son generalmente de fácil fracturación. El incremento de la porosidad y de la permeabilidad asociada a las fracturas es importante en los reservorios carbonatados; las fracturas pueden reducir los valores de las velocidades sísmicas (Fig.2a) aunque las mismas pueden no expresarse a través de los datos del carotaje acústico (Fig.2b).

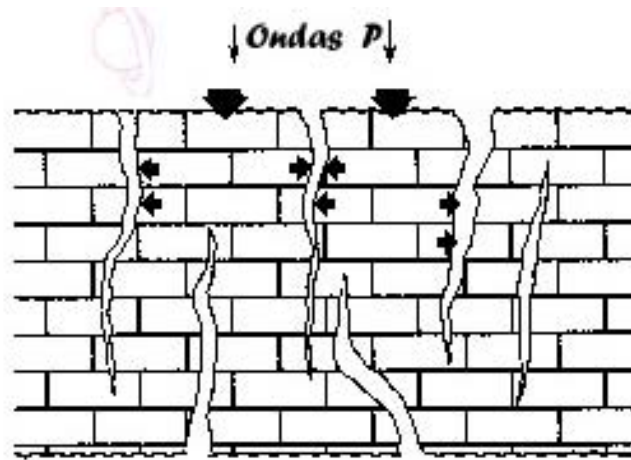


Fig. 2a: Ejemplo de fracturas en rocas carbonatadas. Las flechas verticales indican la dirección en que viajan las ondas P paralelas a la dirección de las fracturas, y las ondas S son las horizontales, que viajan perpendicularmente a las fracturas.

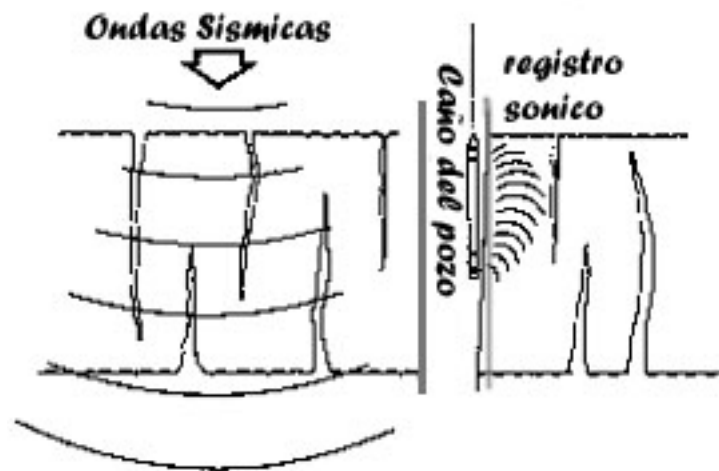


Fig. 2b: Esquema del carotaje acústico en rocas carbonatadas fracturadas. A la izquierda de la figura la flecha indica la dirección de la onda sísmica penetrando en las fracturas y a la derecha su captura directa durante el carotaje acústico.

La velocidad de las ondas P depende del tiempo de propagación de las ondas a través del relleno de las fracturas y de la matriz de las rocas.

Las fracturas verticales reducen la elasticidad; sin embargo las Velocidades Sísmicas de Suma (derivadas del procesamiento) tienen una muy significativa componente horizontal comparada con la energía sísmica registrada en el carotaje sísmico de pozos que se propaga esencialmente según la vertical. Esta anisotropía provoca generalmente una cierta disparidad entre los datos de los tiempos sísmicos y los derivados del carotaje acústico.

#### I.2.4. Cretas:

Este tipo de roca carbonatada, cuya litología coincide por cierto con la matriz del reservorio objeto de estudio en el presente trabajo, generalmente es muy porosa pero muy poco permeable por lo que requiere del efecto de la facturación para incrementar su permeabilidad y cuando esto ocurre las mismas pueden dar lugar a importantes reservorios.

La matriz formada por capas microscópicas reduce la permeabilidad. La creta es quebradiza y fracturada debido a su gradual hundimiento hacia la cuenca.

Las velocidades en las cretas fracturadas que componen altos estructurales (anticlinales) pueden disminuir hasta valores del orden de los 2500 m/s mientras que en los sinclinales adyacentes pueden alcanzar valores 50% mayores.

Las cretas generalmente son depositadas en condiciones tranquilas de aguas profundas en ambientes caracterizados por “lentas” tasas de sedimentación. Las variaciones en las condiciones de deposición pueden manifestarse a través de rápidas variaciones de las velocidades dando lugar a complicadas distribuciones espaciales de éstas.

La Formación Canasí está constituida por matriz de cretas, constituido por calcitas de granos fino de cocolitos. Los cocolitos, son algas microscópicas que segregan cascos de carbonato de calcio, que forman las llamadas coco esfera.

### I.2.5. Evaporitas

Las dolomitas, anhidritas y halitas representan componentes habituales de las secuencias evaporíticas.

Las dolomitas, similarmente a las calizas tienen variables valores de velocidades, pero éstas generalmente oscilan en el rango entre 4500 y 5500 m/s.

Las anhidritas (4500 – 4700 m/s) tienen velocidades similares o algo superiores a la sal de lo cual se derivan sus usualmente elevados coeficientes de reflexión debido a la combinación de estos elevados valores de las velocidades con las altas densidades que las caracterizan (superiores a 2.8 g/cc).

Las halitas tienen velocidades que oscilan alrededor de los 4500 m/s siendo relativamente constante con el aumento de la profundidad. La combinación de las velocidades y las densidades de la sal da lugar a fuertes contrastes de reflexión cuando las estructuras diapíricas intruyen en los sedimentos más someros sobreyacentes.

### I.2.6. Patrones sísmicos

Es importante destacar que la experiencia internacional existente sobre la aplicación del método sísmico indica que con frecuencia los macizos de rocas carbonatadas se manifiestan carentes de ejes cofásicos debido a la ausencia (o escasez) de fronteras subhorizontales interiores, las que si son características para las secuencias terrígenas siliciclásticas; esto resulta típico en la imagen de los cuerpos arrecifales y de ciertos estratos más o menos potentes de rocas carbonatadas extendidos horizontalmente, lo que constituye su rasgo distintivo con relación a los medios adyacentes.

También es característico que las rocas clásticas en ocasiones presenten un patrón de imagen sísmico ocasionalmente opaco o relativamente libre de reflexiones dadas la naturaleza de las condiciones de sedimentación de alta energía en que se forman, y al tipo de estructura interna no laminar paralela que caracteriza la composición de estas rocas y por ende la morfología de los ejes cofásicos que ellas provocan. En relación con lo anterior, en las figuras 3 a y 3 b (Payton, C., 1977) se presentan patrones típicos identificados a escala

internacional de secuencias sismoestratigráficas y en la 3 c específicamente en brechas calcáreas.

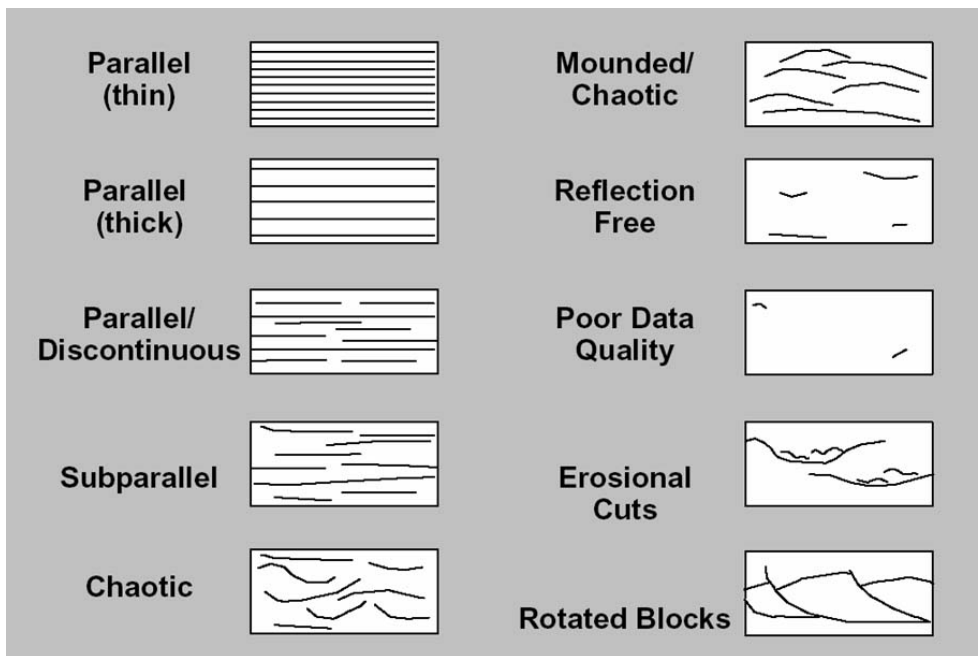


Fig. 3 a: Patrones típicos de las secuencias sismoestratigráficas. Según: Mitchum, R., et al, 1991.

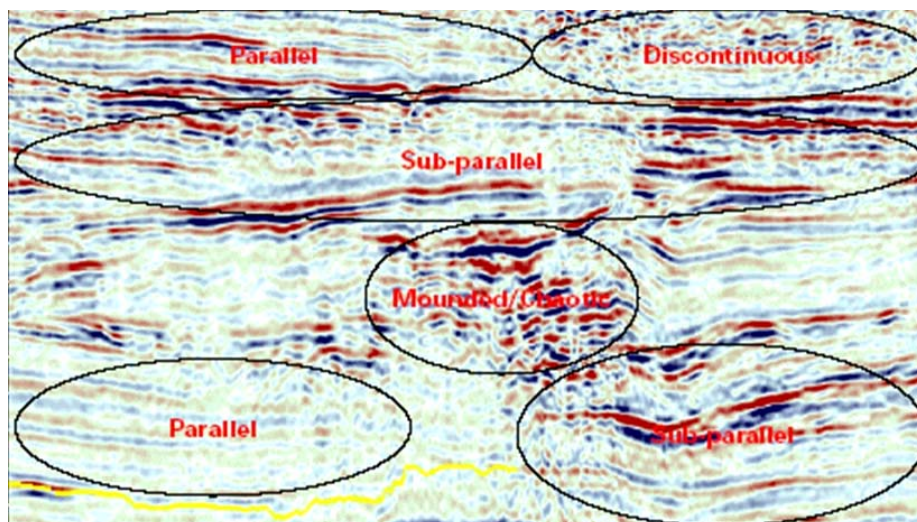


Fig. 3 b: Ejemplos del comportamiento de los patrones típicos de las secuencias sismoestratigráficas en las líneas sísmicas 3D. Según: Mitchum, R., et al, 1991.

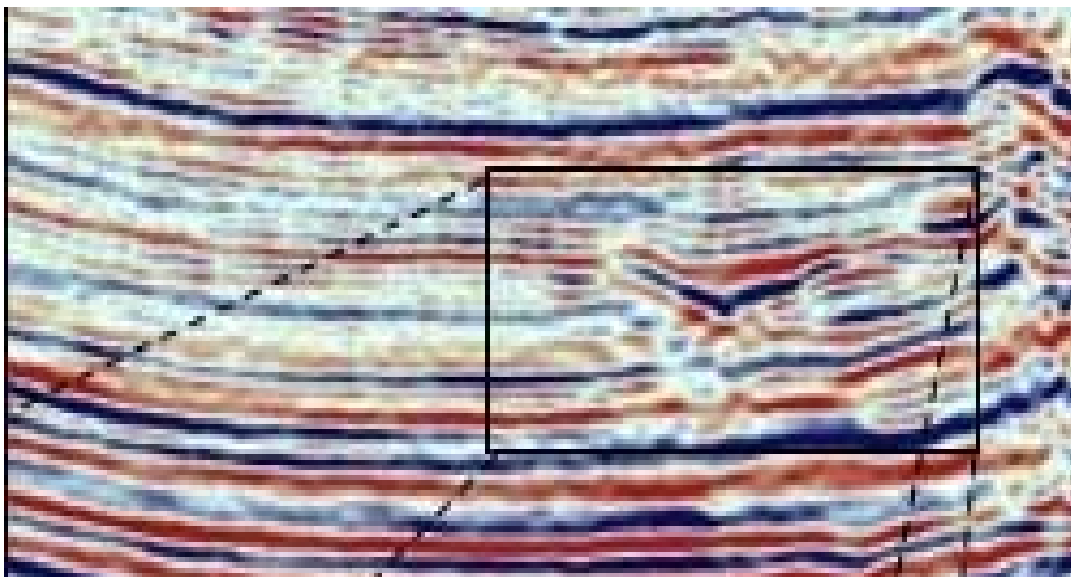


Fig. 3 c: Patrón de imagen sísmica correspondiente a brechas calcáreas en la Faja de Oro, offshore Golfo de Méjico. CD. Congreso de Mérida, 2005. (Tomado del Proyecto 2612. Archivo del CEINPET, Cuba).

#### I.2.7. Yacimientos carbonatados

Por otra parte, en el marco de este estudio sobre el estado del arte resultó interesante conocer la distribución de los yacimientos petroleros carbonatados en todo el mundo (ver Fig. 4) y analizar algunos ejemplos típicos sobre la imagen sísmica que proporcionan los complejos de rocas carbonatadas en distintas regiones de Cuba y en otras áreas del mundo. (Ver Fig. 5 -12).

Como resumen de las experiencias consultadas acerca de la aplicación del método sísmico para el estudio de las rocas carbonatadas se puede concluir su mayor complejidad por diferentes razones respecto a las siliciclásticas. Estas experiencias acerca de los patrones típicos de las imágenes sísmicas en los medios siliciclásticos y en los carbonatados fueron tenidas en cuenta en el desarrollo del presente trabajo, como se expone en los siguientes capítulos de la presente tesis.

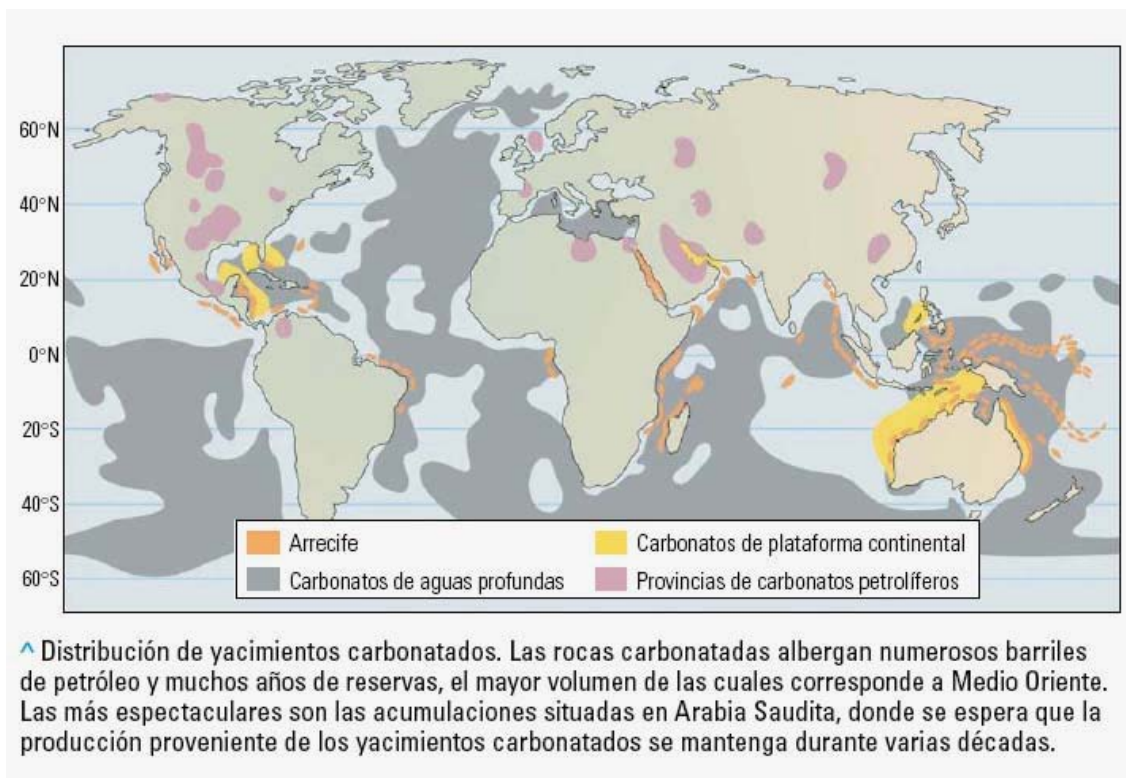


Fig. 4: Yacimientos carbonatados en todo el mundo. Revista "Oil Field Review", 2005. (Tomado del Proyecto 2612,.Archivo del CEINPET, Cuba).

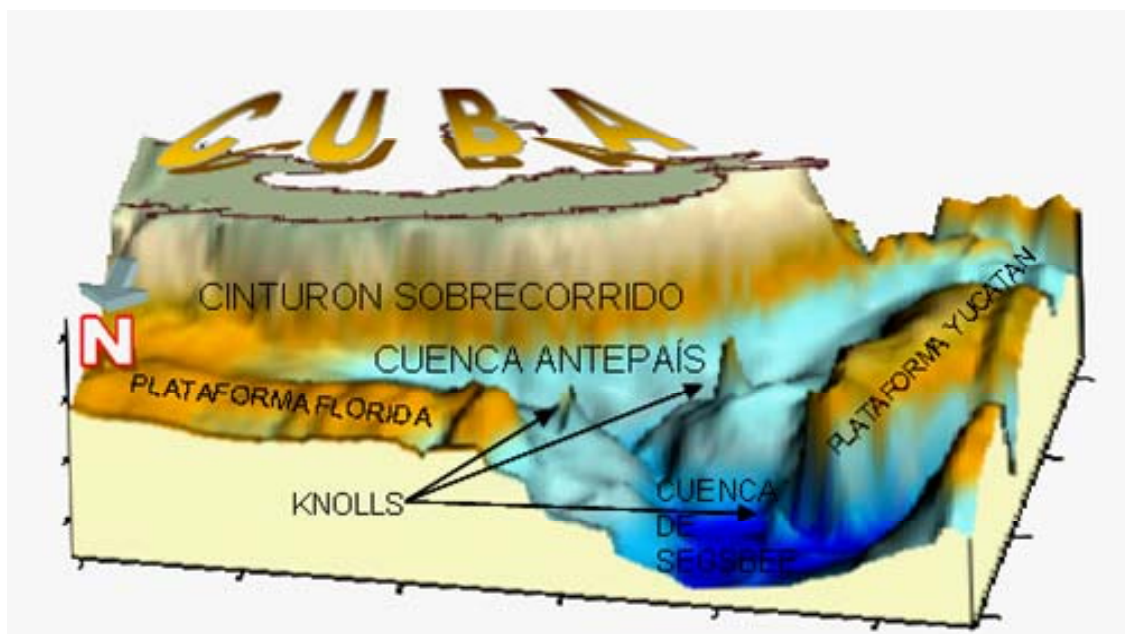


Fig. 5: Efecto del carso en el fondo marino. Costa norte y área de la Zona Exclusiva Económica (ZEE). Los nombres indican las distintas zonas afectada por el carso. Según: Domínguez, A. H., et al, 2003.



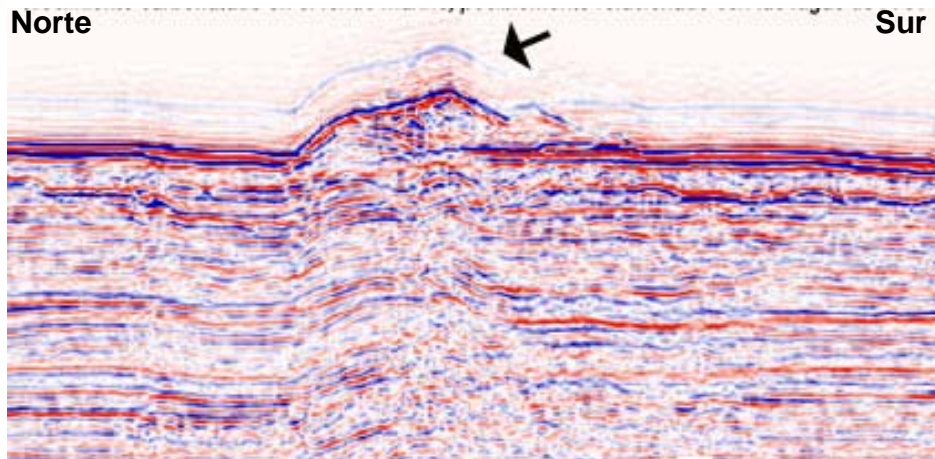


Fig. 6: Corte sísmico al norte de Cuba en la Zona Económica Exclusiva. La flecha indica el crecimiento carbonatado en el fondo marino, en la zona del borde de la plataforma. Según Domínguez, A. H., et al, 2003.

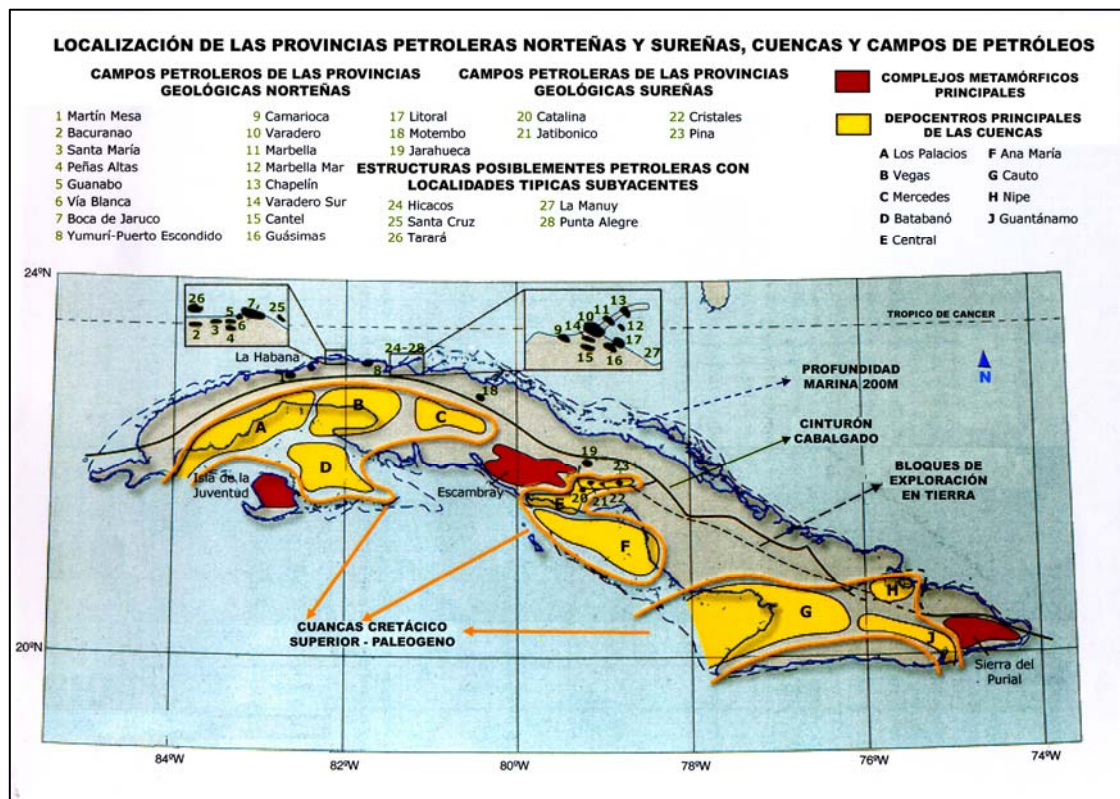


Fig. 7: Provincias petroleras norteñas y sureñas, cuencas y campos petroleros constituidos por un 80% aproximadamente de rocas carbonatadas. Según: Echevarría, G., 1991(actualizada).



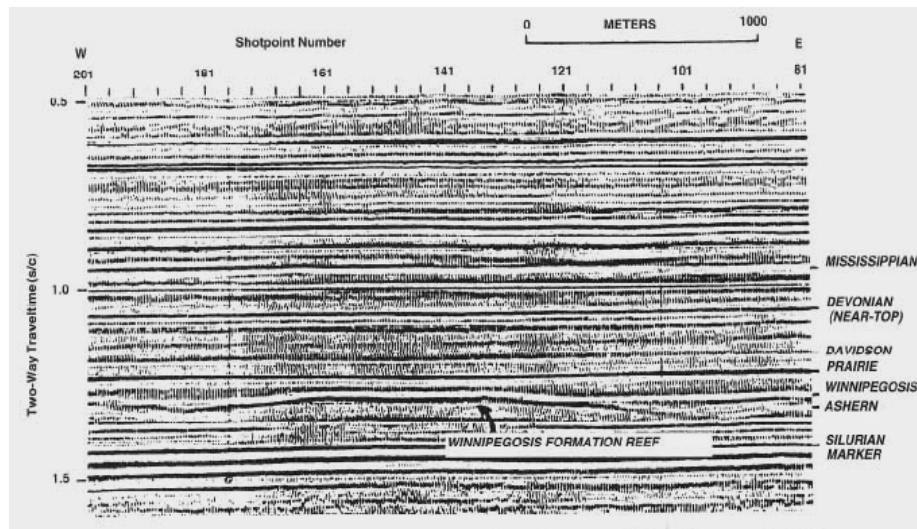


Fig. 8: Imagen sísmica donde se observan las anomalías producidas por las ondas P convencionales en las rocas carbonatadas de la Formación Winnipegosis, Estados Unidos. La flecha indica el efecto sutil de los arrecifes a veces identificados en los cortes sísmicos. Según: Palaz, I., 1997.

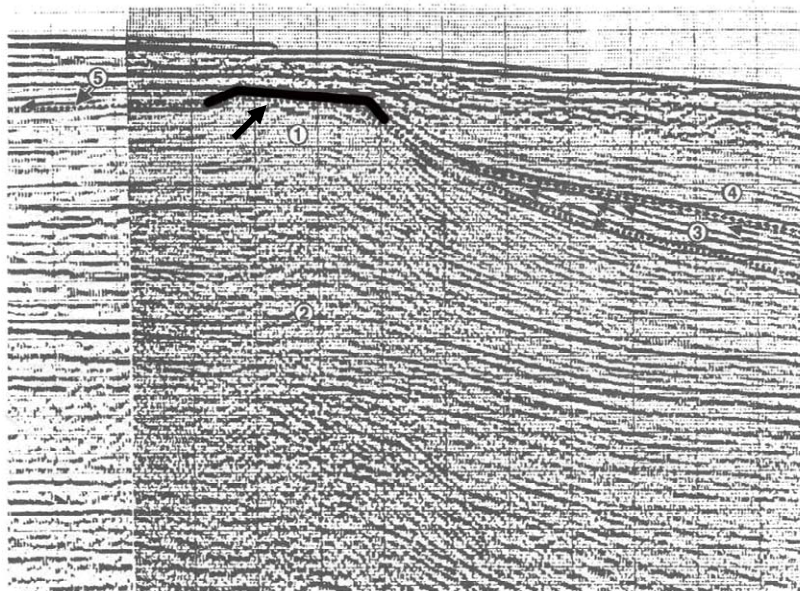


Fig. 9: Interpretación de un perfil sísmico en la zona de borde de plataforma. Imagen de una estructura grande arrecifal carbonatada señalada con la flecha y el número 1 que fue registrada en el sureste de los EEUU Según: Palaz, I., 1997.

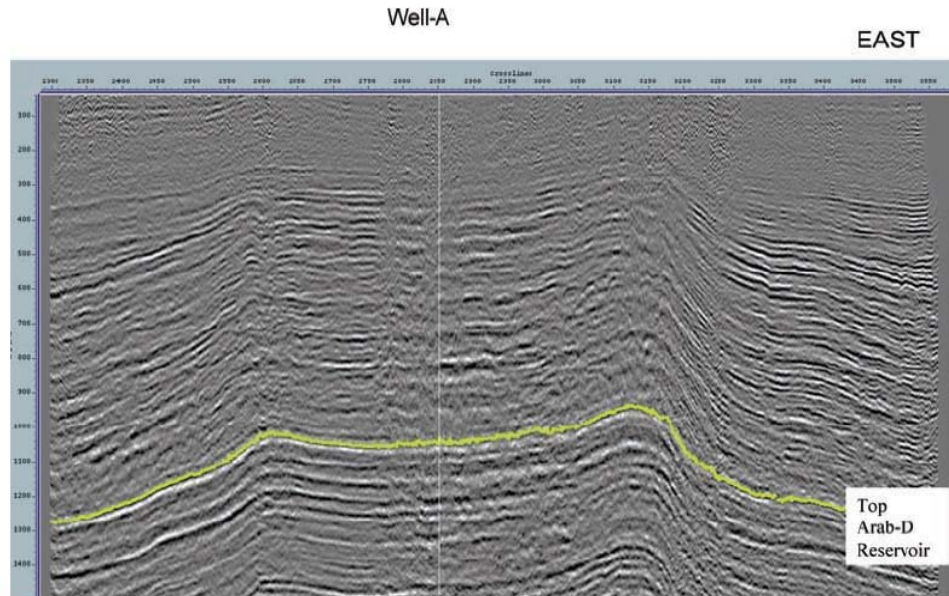


Fig. 10: El yacimiento Gawhar (mayor del mundo) en Arabia Saudita (producción aproximada reportada: 5 millones de barriles diario) “visto” por la sísmica en rocas carbonatadas. Según: Palaz, I., 1997.

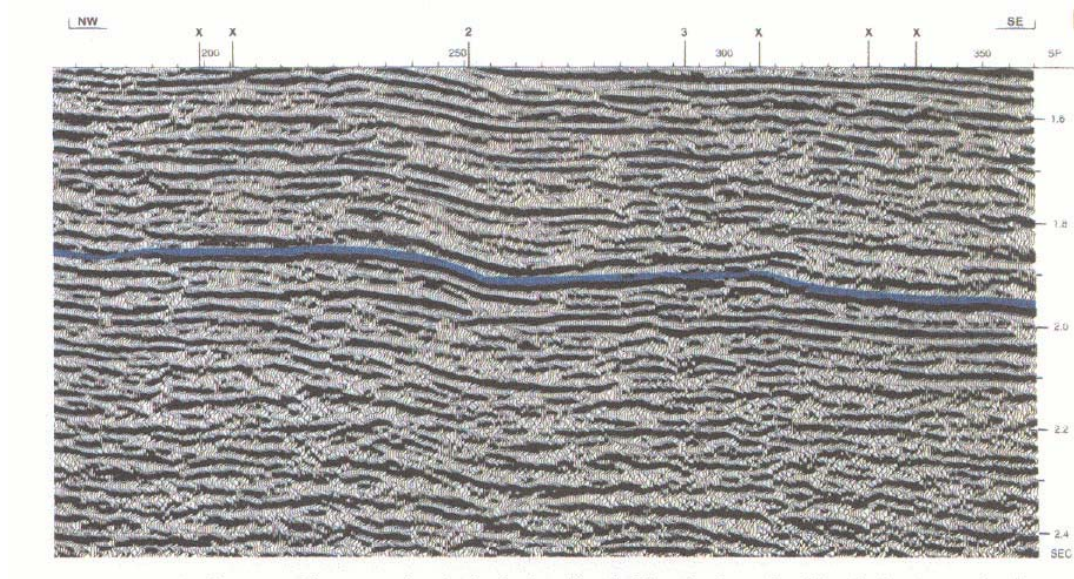


Fig. 11: Tope de un horizonte carbonatado, indicando con un horizonte azul una discordancia regional. Ejemplo de estructura como resultado de la interpretación de los datos sísmicos. Según: Palaz, I., 1997.



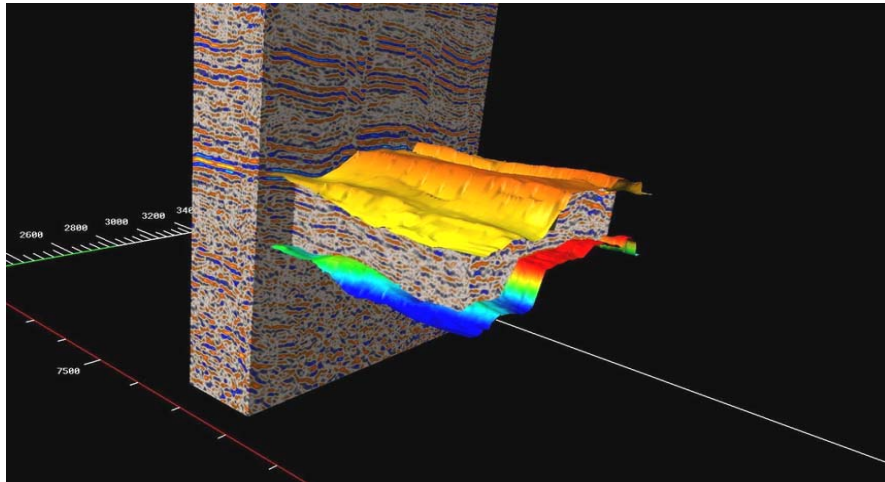


Fig. 12: Exploración sísmica 3D de un reservorio carbonatado que subyace a un medio siliciclástico. Ejemplo del software de visualización VoxelGeo. Según: Burrel, J., 2003.

#### I.2.8 Los cinturones de cabalgamiento

Dado que el modelo estructural correspondiente al área objeto de estudio corresponde al de una región caracterizada por una tectónica compresiva de cinturones de cabalgamiento, en la etapa inicial de la presente tesis también fueron consultadas las experiencias existentes sobre la prospección sísmica petrolera en tales ambientes.

La exploración de las zonas de cinturones de sobrecorrimiento, análogas a la que constituye la Franja Norte de Crudos Pesados, constituye un objetivo de primera importancia en muchas regiones del mundo.

Entre las principales zonas de este tipo, acerca de las cuales se han publicado diversos artículos se tienen algunas tales como: la región de Wyoming en los EE.UU., Papua (Nueva Guinea), Cordillera oriental de Colombia, zona subandina de Bolivia, Apeninos centrales de Italia, área sureña terrestre de Trinidad, sector sureño de los Alpes italianos, etc.

En la región de las Montañas Rocosas, por ejemplo, que se extiende desde Canadá hasta México se considera que existen muchas trampas petroleras provocadas por el choque de la Placa oceánica del Pacífico contra la placa continental norteamericana. Las trampas petroleras formadas aparecen

localizadas desde Canadá hasta Wyoming, en las que millones de barriles de petróleo han sido descubiertos desde 1970. Esta región está, sin embargo, todavía subexplorada, a pesar de sus gigantes reservas potenciales, debido a que su exploración es muy costosa y los datos sísmicos obtenidos, aún con las más modernas tecnologías, no son muy confiables.

Según reporta la experiencia internacional, la aplicación del Método Sísmico del Punto de Reflexión Común tropieza en estas áreas con diversas limitaciones que dificultan mucho la interpretación geológica del método, tales como: irregularidades pronunciadas del relieve superficial, complejas estructuras del campo de velocidades, altas complejidades de las estructuras geológicas investigadas, lo que da origen a efectos de dispersión e interferencias destructivas con energía proveniente de diferentes planos del espacio, existencia de capas de altas velocidades en la parte superior de los cortes constituidas por rocas tales como calizas, etc.

Según se plantea (Sheriff, R. E., 1995) “En ciertas regiones se aprecian severas complicaciones del campo de velocidades especialmente en los sectores caracterizados por la tectónica compresiva de los sobrecorrimientos. Por ejemplo en los cortes sísmicos correspondientes al cinturón sobrecorrido de las Montañas Rocosas se observan anomalías pull-up por el efecto de las velocidades en el medio sobreyacente, fallamientos ficticios, difracciones fantasmas etc. La solución que usualmente se emplea para la interpretación en tan extremas condiciones consiste en calcular cortes de tiempos sintéticos procurando lograr una similitud razonable entre éstos (que corresponden a modelos simogeológicos definidos) y los cortes de tiempos realmente observados, en cuyo caso se asume al modelo de partida como una opción de interpretación. Sin embargo hay que señalar que esta estrategia siempre está sujeta a las incertidumbres propias del modelaje, principalmente a la falta de criterios claros sobre como diseñar los modelos y determinar el corte de velocidades en tan adversas condiciones sismogeológicas”.

Uno de los principales problemas que enfrenta la sísmica para cartografiar las fronteras profundas en estas condiciones consiste en que éstas se tornan limitadas en extensión, fracturadas, muy inclinadas etc. lo que pone de hecho en

entredicho la aplicabilidad del concepto básico de enfocamiento de los rayos en puntos de reflexión verdaderamente comunes, circunstancia que cuestiona la aplicabilidad del método con las técnicas tradicionales de adquisición procesamiento e interpretación empleadas habitualmente (ver Figs. 13 y 14).

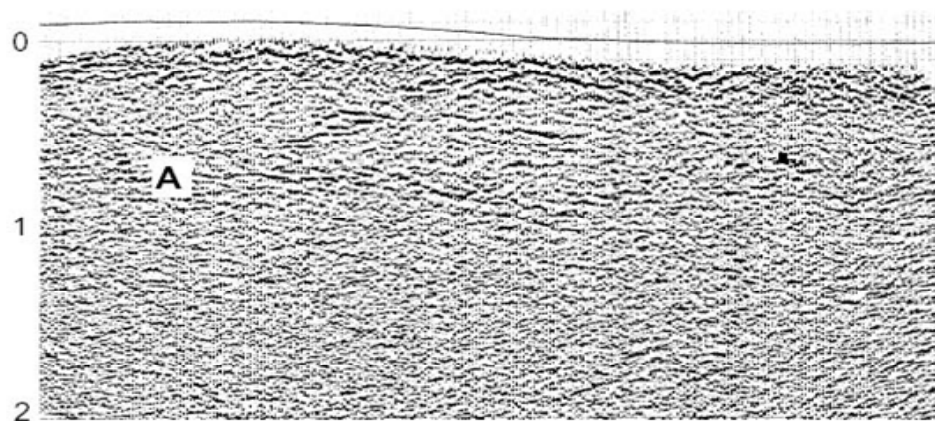


Fig. 13: Ejemplo de un corte sísmico de tiempos adquirido en una región de cinturones de sobrecorrimiento. La letra A indica un horizonte reflector que pudo ser correlacionado mediante datos de pozos con el tope de una plataforma carbonatada. Zona Económica Exclusiva Sur del Golfo de México. Según: Domínguez, A. H., y Domínguez, R. B., 2003.

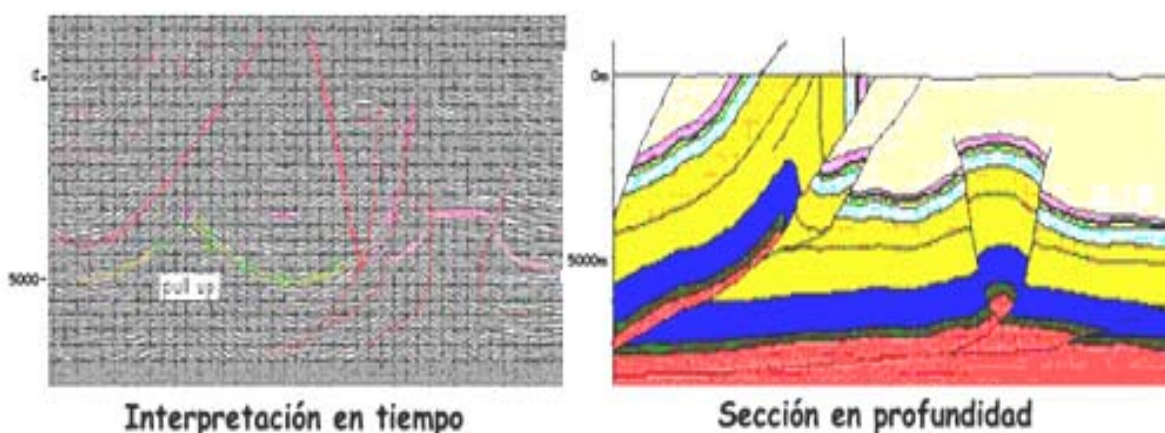


Fig. 14: Interpretación sísmica corte en tiempo (superior) y modelo geológico respectivo (inferior) migración antes de la suma en profundidad correspondiente al área de un cinturón de cabalgamiento. Según: Domínguez, R. B., 2003.

En el marco del presente trabajo debe reconocerse que a pesar de los logros obtenidos con la aplicación de los métodos sísmicos a escala internacional, en las regiones correspondientes a los cinturones de sobrecorrimento el método tropieza con algunas limitaciones serias entre las cuales cabe referir las siguientes:

1. Insuficiente conocimiento del campo de velocidades sísmicas y de su variabilidad horizontal lo que dificulta el empleo de los algoritmos de migración en profundidades antes de la suma.
2. Complejidades geométricas de las fronteras a investigar y del relieve topográfico del terreno.
3. Efecto negativo de la influencia de la parte superior del corte geológico la que a veces apantalla la información profunda y da lugar a la formación de reflexiones múltiples.
4. Insuficiente atenuación del fondo de ruidos en los cortes sísmicos, sobre todo en los terrestres.
5. Efectos 3D en los cortes 2D con las consiguientes afectaciones a la interpretación.
6. Existencia de frecuentes incertidumbres sobre la real referencia geológica de los eventos sísmicos registrados.

En diversas regiones del mundo los geólogos han reconocido desde hace mucho tiempo, fallas extensas subhorizontales que separan rocas más antiguas yaciendo sobre otras más jóvenes asociadas a los llamados cinturones de sobrecorrimentos (Boyer, S., 1982, y Gerhard, B., 1982).

Tales estructuras fueron identificadas por vez primera en la región de los Alpes cerca de 1840 e intrigaron a los geólogos desde entonces. Se concluyó que los elementos que caracterizan tales regiones son los siguientes:

- ✦ Los planos de fallas de despegue tienen ángulos de buzamientos muy pequeños, es decir generalmente menores de 10 grados.
- ✦ Los espesores de los bloques sobrecorridos de rocas pueden ser del orden de 5-10 km.
- ✦ La traza de las fallas anteriormente referidas en la superficie terrestre puede ser muy extensa, en ocasiones del orden de 100-300 Km.

- ✦ Los bloques de rocas pueden ser desplazados largas distancias del orden de 10-100 Km.
- ✦ Los cinturones son el resultado de un acortamiento horizontal y un engrosamiento vertical con relación a las dimensiones originales de las capas. En las figuras 15, 16 y 17 se muestran ejemplos sobre distintos modelos geométricos de cinturones de sobrecorrimientos observados en diferentes regiones del mundo.

Andean Type:

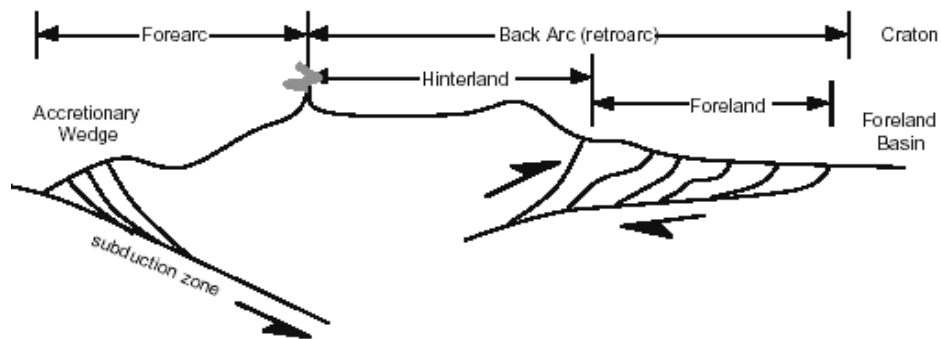


Fig.15: Representación esquemática del modelo del cinturón subandino. Colisión de la corteza oceánica con la corteza continental, creándose varias zonas como resultado del efecto producido por el choque y posterior deformación. Según: Jones, P. B., 1996.

Himalayan Type:

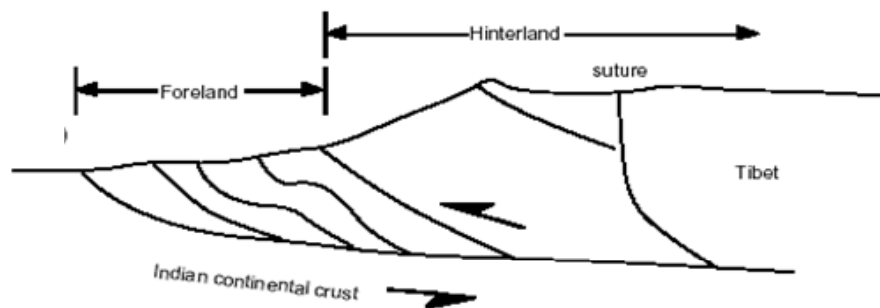


Fig.16: Representación esquemática del modelo del cinturón del Himalaya. Colisión entre dos corteza continentales. Observe la deformación producto del resultado de la colisión lo que produce una de las cadenas montañosa más grande del mundo, Himalaya. Según: Jones, P. B., 1996.

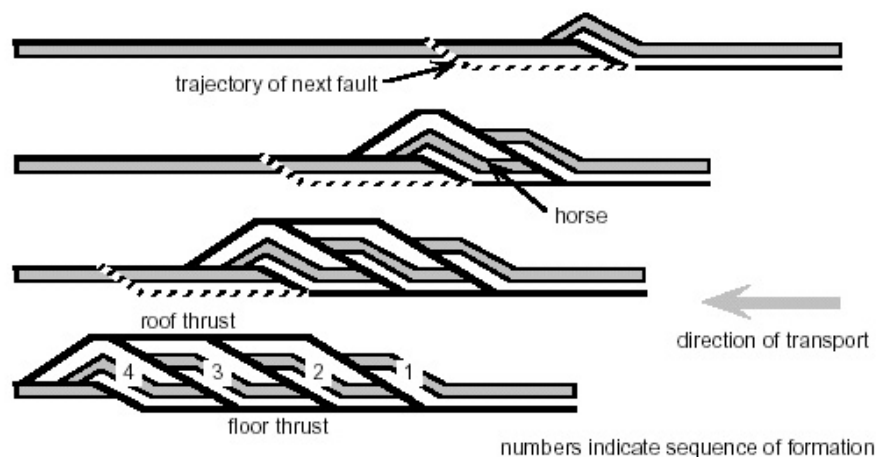


Fig. 17: Representación esquemática del mecanismo de tectónica compresiva que da origen a los cinturones de sobrecorrimento. Según: Jones, P. B., 1996.

En las figuras anteriores como puede apreciarse un rasgo muy distintivo de estas regiones consiste en la presencia de intensos plegamientos sobrevolcados lo que está aparejado a la aparición de condiciones sismogeológicas muy desfavorables tales como formación de fronteras sísmicas internas a los bloques, relativamente poco extensas y con grandes buzamientos, variaciones laterales intensas de las velocidades de propagación de las ondas sísmicas, aparición de ondas laterales y difractadas, etc.

La duración de los eventos de sobrecorrimento es muy variable: en el extremo occidental de Norteamérica comprenden paquetes de rocas que abarcan unos 100 millones de años; en los Andes solo 10-15 millones de años y en Taiwán aun menos, es decir solamente unos 4 millones de años.

Los cinturones de sobrecorrimento han sido identificados en diferentes regiones premontañas del mundo tales como: Montes Jura (Alpes), Apalaches, las montañas Rocosas, el cinturón del Himalaya, el cinturón subandino etc. (Ver Fig. 18). En muchas regiones del mundo estas áreas son perspectivas para la exploración gasopetrolífera ya que en ellas se produce una favorable combinación de diferentes premisas básicas de los sistemas petroleros: existencia de materia orgánica, rocas madres, maduración térmica, condiciones de reservorios, de



trampas, sellos etc. (D'Andrea, S., et al., 1993 y Picha, F. J., 1996). Sin embargo las capas alóctonas que constituyen estas regiones presentan patrones conformados por diferentes litologías y se manifiestan fracturadas y falladas lo que da lugar generalmente a una respuesta sísmica de muy baja calidad como fue señalado anteriormente. Las condiciones tectónicas que dan lugar al desplazamiento relativo de capas relativamente plásticas sobre estratos autóctonos más rígidos dan lugar al apilamiento de capas de variadas velocidades. Tradicionalmente las áreas correspondientes a los cinturones de sobrecorrimento fueron ignoradas por la exploración petrolera debido tanto a la creencia de que representaban prospectos de pobre interés como debido a las dificultades para la adquisición e interpretación sísmica. Sin embargo andando el tiempo con el incremento de las mejoras en las tecnologías geofísicas se le va prestando cada vez una mayor atención a regiones tales como los Apalaches, las montañas Rocosas y los Alpes. De este modo la exploración petrolera de los cinturones de sobrecorrimento tiene mucho más vigor hoy que en el pasado reciente.

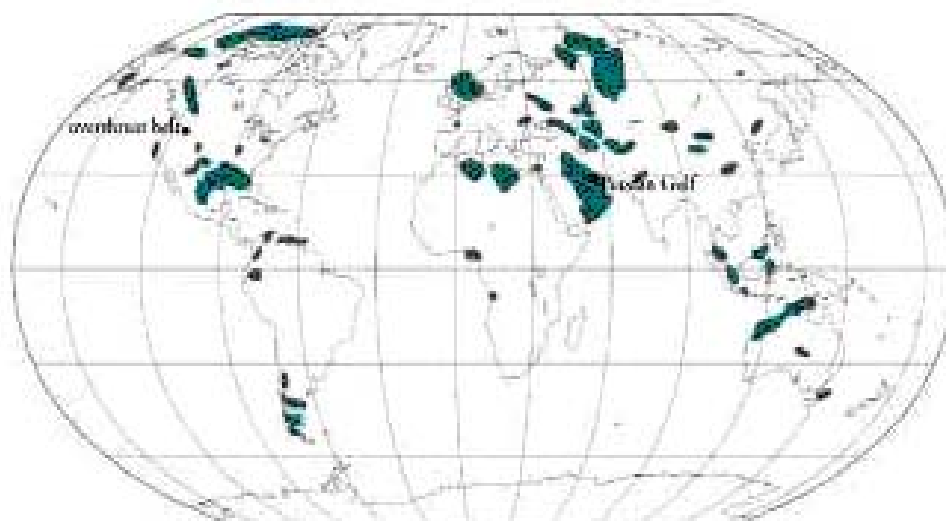


Fig. 18: Distribución de algunas de las regiones de cinturones de sobrecorrimento en el mundo (sombreado en verde oscuro). Revista "Oil Field Review", 2005. Tomada del Proyecto 2612, archivo del CEINPET, Cuba.

### I.2.9. El procesamiento

En lo referente a las experiencias existentes sobre el procesamiento e interpretación sísmica en estas regiones puede apuntarse lo siguiente.

El procesamiento de los cortes sísmicos de las regiones de cinturones de sobrecorrimiento puede decirse que es de los más sofisticados y complejos que se llevan a cabo en el mundo. En una de las publicaciones cimeras dedicadas al procesamiento sísmico (Yilmaz, O., 1989) se expresa que “las estructuras geológicas en estas regiones son muy complejas y de carácter generalmente 3D, por cuya razón no debe esperarse que la sísmica 2D en ninguna de sus modalidades (migración en tiempo o en profundidades) produzca imágenes confiables y resolutivas del subsuelo”, lo que según se apunta “generalmente sólo se logra mediante la migración 3D en profundidad”.

A mediados de los años ochenta, se hizo obvio que la demanda de pericia sobre el procesamiento especializado para resolver los problemas de creación de imágenes asociados con topografía extrema y estructuras complejas estaba en un momento crucial (Efraín, M., 2003). Se sabía por ejemplo, que las estructuras de la franja de cabalgamiento profunda del piedemonte canadiense contenían grandes reservas de gas y esta circunstancia entre otras, estimulaba la exploración de tales regiones. En ese momento, muchas compañías se concentraron en desarrollar un conjunto integral de herramientas para abordar los problemas de obtención de imágenes en este tipo de áreas de franjas de cabalgamiento. Había que revisar las suposiciones básicas que habían establecido los fundamentos de la metodología normativa del procesamiento por décadas, atendiendo a un nuevo conjunto de condiciones de registro de los datos. Por ejemplo, se encontró que la aplicación de “estáticas de datum flotante” correspondiente a la metodología tradicional era completamente inadecuada en estas regiones.

Mientras que el conjunto de herramientas se iba haciendo más completo, se estimó que los mismos principios fundamentales podían ser aplicados a conjuntos de datos con topografía extrema y estructuras complejas en todo el mundo. La motivación principal a este fin, es que se cree firmemente que importantes

reservas gasopetrolíferas se encuentran sin descubrir en estas estructuras geológicas y que es esencial que se encuentren los medios para explotar este recurso. El costo de registrar información en estas áreas y la dificultad de conseguir imágenes fidedignas en base a las cuales ubicar áreas de exploración y blancos de perforación han sido un gran obstáculo para el desarrollo de estas reservas. A continuación examinaremos brevemente, las cuestiones claves y las soluciones que se han desarrollado internacionalmente para resolver las mismas. Ha quedado claro que para mejorar la calidad de la imagen en estas complejas condiciones hay que prestar especial atención a factores tales como el perfeccionamiento del cálculo de las correcciones estáticas, la atenuación de los efectos de los ruidos coherentes e incoherentes, el efecto del Normal Move Out (NMO) no hiperbólico debido a la influencia de los gradientes laterales de velocidades y por anisotropía, la necesidad de introducir la migración tanto en tiempos como en profundidades, prestack anisótropa etc. Sin pretender abarcar en toda su magnitud este amplio y complejo tópico se señalan los pasos que típicamente presenta el gráfico específico de procesamiento en estas regiones, el que ha acarreado una reconocida mejora de la imagen sísmica en las mismas:

- ✦ Cálculo de correcciones estáticas refinadas en áreas con variaciones topográficas extremas.
- ✦ Aplicación de potentes algoritmos para la atenuación de ruidos coherentes y aleatorios.
- ✦ Empleo de diferentes técnicas de deconvolución.
- ✦ Empleo de algoritmos de NMO (Normal Move Out) no hiperbólico que consideran implícitamente la existencia de significativas variaciones de la topografía de ubicación de los puntos de tiro y de recepción y del espesor de la Zona de Bajas Velocidades.
- ✦ Empleo de software para realizar Migración anisótropa en tiempo prestack.
- ✦ Realización de Migración en profundidad prestack anisótropa.

Al comparar estas estrategias que se están aplicando con determinado grado de éxito en las regiones de los cinturones de sobrecorrimento, con las que se aplican actualmente en Cuba resaltan los siguientes aspectos esenciales:

1. En lo referente al procesamiento de los datos, se ha experimentado un considerable incremento de la calidad de éste, con la introducción de técnicas interactivas mediante el empleo de microcomputadoras y el sistema “Geovector Plus” en el centro de cálculo de DIGICUPET, el cual cuenta con un potente paquete de softwares para la realización de variados tipos de procesamientos. Adicionalmente, los datos de algunas campañas han sido procesados también en el extranjero en otros centros de cálculo empleándose con este fin algunos de los más modernos softwares de procesamiento existentes como por ejemplo los de migración antes de la suma etc.
2. El nivel del procesamiento ha ido incrementándose significativamente en Cuba durante los últimos años destacándose entre otros el empleo de novedosos algoritmos para la eliminación de ondas múltiples y la ejecución de diferentes tipos de filtrados, análisis de velocidades, cálculo e introducción de las correcciones estáticas, deconvolución (proceso para mejorar la señal sísmica), DMO (Dip Move Out) para la corrección del ángulo de reflexión utilizado como su nombre lo indica en zonas con altos ángulos, en los cabalgamientos y la migración antes de la suma (prestack) en tiempos, todo lo cual ha incidido favorablemente en el incremento de la relación Señal/Ruido y en la resolución tanto temporal como espacial de los cortes sísmicos obtenidos en esta región.
3. No obstante, evidentemente aun existen reservas por ensayar en el campo del procesamiento en estas áreas. Según (Efraín, M., 2003. Tomado del Proyecto 2612. Archivo del CEINPET, Cuba) ante un cuadro de variaciones extremas de la velocidad lateralmente y además de fronteras sobreyacentes a los horizontes de interés caracterizadas por fuertes buzamientos, como ocurre típicamente en el cinturón sobrecorrido norte cubano, la resolución del cuadro ondular se incrementa apreciablemente si se emplean algoritmos de Migración Anisótropa Prestack en tiempos y en profundidades.
4. Al considerar las técnicas de procesamiento es inevitable tener en cuenta los costos de éstas. Como es sabido la migración prestack en profundidades es muy costosa, consume mucho tiempo y requiere para su exitoso empleo de un buen conocimiento del campo de velocidades de la región investigada. Por esta razón

en algunos trabajos recientes (Brown.A., 2004. Tomado del Proyecto 2612. Archivo del CEINPET, Cuba) se recomienda emplear una técnica simplificada que parte del corte migrado en tiempo, calcula los recorridos teóricos de los rayos a partir de éste posibilitando posteriormente la realización de la migración simplificada en profundidades.

5. La experiencia internacional está indicando cada vez más la necesidad de emplear técnicas de adquisición y de procesamiento 3D en estas complejas regiones (ver Fig. 19 a continuación).

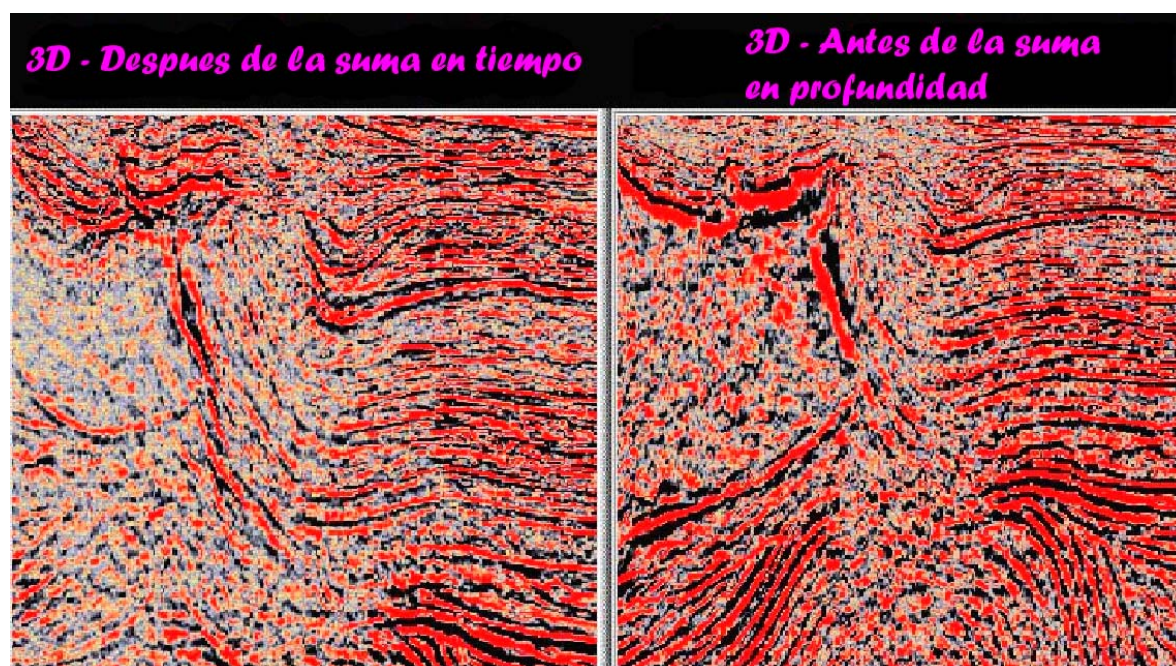


Fig. 19: Comparación entre los resultados de la migración 3D poststack en tiempo y prestack en profundidad en un sector de una región de sobrecorrimientos donde se aprecia la mayor resolución que provoca este último tipo de procesamiento, tomado del Procesamiento por Petrofísica Torún, 2004.

Debe significarse, que por lo visto según aconseja la experiencia (Tilander, N. G., and Michel. N., 1995) en la etapa del procesamiento cada línea sísmica debe ser tratada específicamente y no deben ser empleados parámetros de procesamiento uniformes para extensas regiones. Se considera que los interpretadores deben trabajar muy estrechamente con los procesadores para integrar sus valoraciones y criterios geológicos preliminares en las imágenes obtenidas.

✦ Una de las consideraciones que aparece en la literatura consultada (Yilmaz, O., 1989) es la gran importancia que tienen las correcciones estáticas en estas regiones debido a las irregularidades que generalmente caracterizan al relieve de las mismas como fue anteriormente señalado; si estas correcciones no son debidamente calculadas y posteriormente precisadas en la etapa del procesamiento se producen distorsiones en la hiperbolicidad de los hodógrafos de reflexión, lo que se expresa negativamente en las condiciones de suma dando lugar a una disminución de la relación Señal / Ruido en los cortes investigados. Existen autores que atribuyen a esta causa las mayores dificultades para la investigación sísmica de estas regiones.

✦ Otro aspecto muy resaltado en la bibliografía internacional consultada (Banna, A., 1995) es el creciente empleo de técnicas de migración 3D en profundidades antes de la suma, significándose la decisiva importancia que tiene en este caso el adecuado estudio del campo de velocidades, por lo que algunos autores vinculan este importante paso de procesamiento a una tarea que también de hecho es de interpretación (ver Fig. 20). La migración en profundidad, parte de un campo de velocidades de intervalo confiable lo que le permite modelar el comportamiento de las ondas sísmicas mucho más confiablemente que la migración en tiempo; esta circunstancia permite utilizar a esta variante de migración como una valiosa herramienta para la estimación de las velocidades.

Debe indicarse que el empleo de la migración en profundidad para estimar las velocidades es un problema muy difícil al que se enfrentan los geofísicos en el estudio de estas regiones complejas y por eso, por lo visto, aun la mayoría de ellos prefiere emplear la migración en tiempo. Generalmente la migración en profundidad sólo es válida aplicarla en presencia de fuertes gradientes laterales de velocidades y se sabe que cuesta como promedio 10 veces más (el costo del procesamiento). En la literatura internacional se resalta que la migración en profundidad es un proceso de representación (“imaging”) y no un proceso de ubicación de estructuras en profundidades reales, aunque esta migración sea conocida como “en profundidades”.



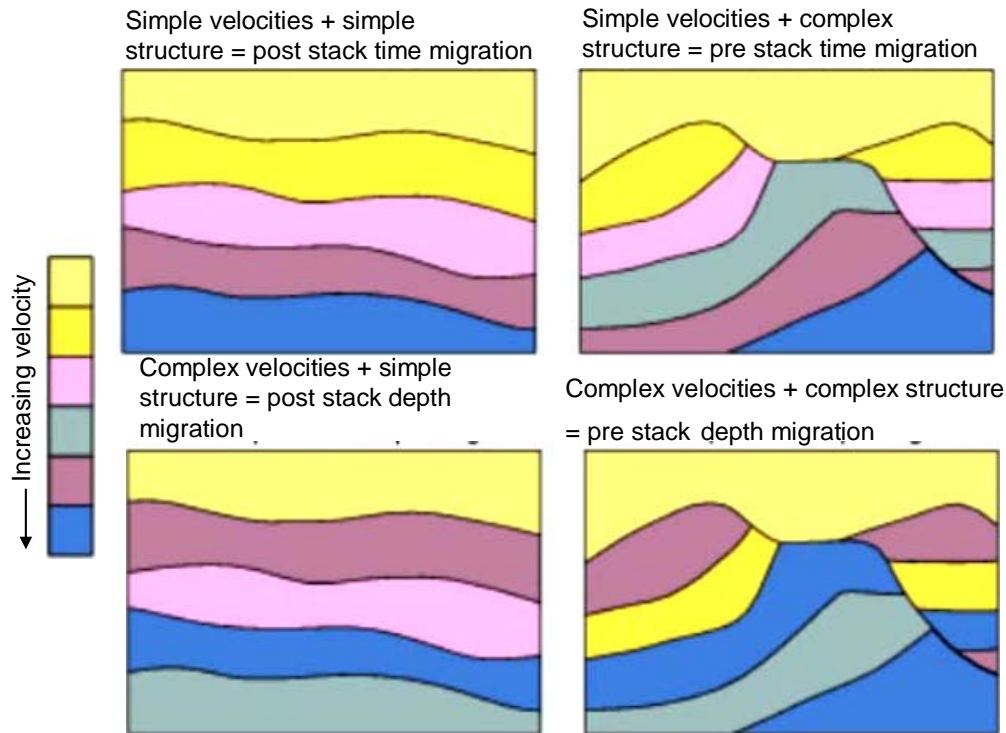


Fig. 20: La figura muestra un esquema general para la selección de las clases de migración desde la más simple (superior izquierda) hasta la más compleja (inferior derecha), empleados actualmente. Según: Christopher, L., 1999.

✦ Una de las principales líneas estratégicas del desarrollo de los algoritmos de imágenes para la investigación de los cinturones de sobrecoarimiento consiste en la consideración del efecto de la anisotropía en los modelos de velocidades que son elaborados. En las arcillas, por ejemplo, este efecto puede ser muy importante ya que las velocidades en una dirección pueden diferir de la obtenida en la dirección transversal en hasta un 50%.

✦ En estas regiones se recomienda (Sheriff, R. E., 1995) obtener dos o más cortes sísmicos a lo largo de las mismas líneas con diferentes parámetros de procesamiento a fin de valorar diferentes opciones de la interpretación.

Debe significarse, que por lo visto según aconseja la experiencia (Tilander, N. G., and Michel, R. G., 1995) en la etapa del procesamiento, cada línea sísmica debe ser tratada específicamente y no deben ser empleados parámetros de procesamiento uniformes para extensas regiones. Este mismo investigador

concluye que mientras la técnica de migración parcial antes de la suma (conocida como Dip Move Out) ha probado su efectividad en los procesamiento offshore, en las regiones onshore de los cinturones de sobrecojimiento, sin embargo, éstas han demostrado ser menos efectivas, ya que la relación Señal / Ruido después del DMO a veces resulta peor que sin aplicar esta técnica.

Se considera que los interpretadores deben trabajar muy estrechamente con los procesadores para integrar sus valoraciones y criterios geológicos preliminares en las imágenes obtenidas.

Últimamente (Leslie, J. M., 1999) han mostrado algunos ejemplos muy exitosos sobre el empleo de la migración en profundidades antes de la suma mediante un algoritmo llamado anisotrópico, el cual según se reporta es capaz de corregir los desplazamientos laterales, precisar las posiciones de los eventos en profundidad y focalizar los ejes cofásicos de las difracciones.

En relación al estudio de estas áreas debe referirse la valoración expresada en (Yilmaz, O., 1989) donde se expresa textualmente “Generalmente la calidad de los datos en las regiones de los cinturones de sobrecojimiento en el mundo es pobre”. En tales regiones, distintas circunstancias como las complejas condiciones topográficas, pueden degradar considerablemente las imágenes sísmicas a pesar de los esfuerzos que son realizados en el procesamiento. Es frecuente en estas regiones que sólo después de ser perforados varios pozos profundos, se puede realizar una interpretación razonable y obtener un plausible modelo de velocidades.

En la figura 21 que aparece a continuación se muestra un corte sísmico migrado en tiempo en una de estas regiones. Una serie de zonas petroleras descubiertas en la misma fueron detectadas inicialmente mediante gravimetría. Debido a la naturaleza alóctona de la capa sobreyacente, los altos estructurales no fueron identificables en la sección sísmica. Un esfuerzo exploratorio de integración de métodos es esencial para la investigación de tales áreas.



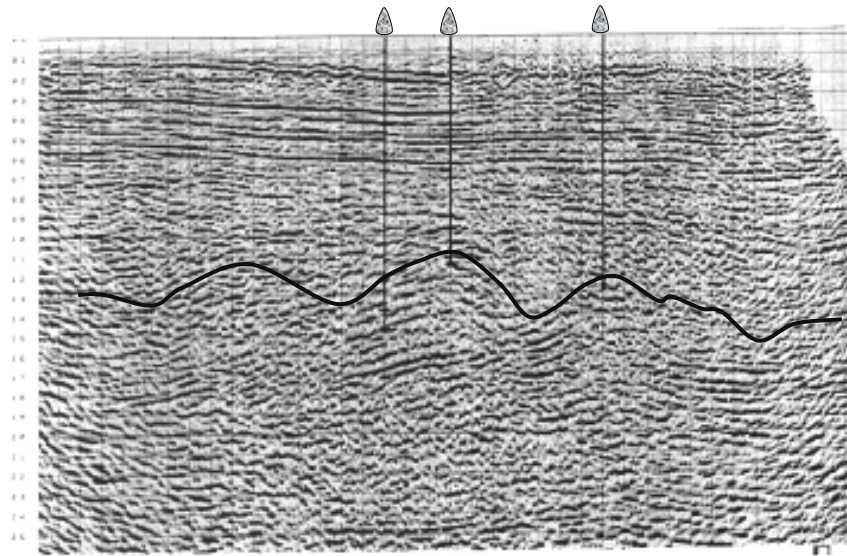


Fig. 21: Sección sísmica longitudinal Oeste – Este en un área de cinturón de cabalgamiento, amarrada con tres pozos perforados, en negro tope de la estructuras (Yilmaz, O., 1989).

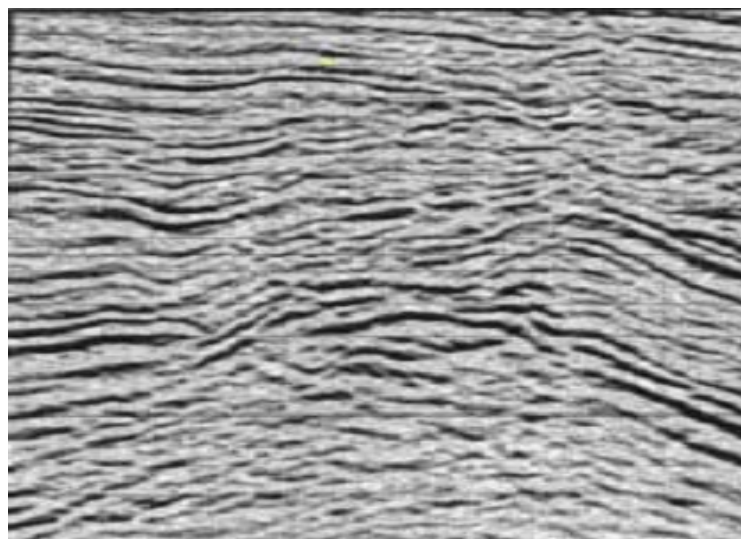


Fig. 22: Aplicando algoritmo Standard 2D, utilizado en el procesamiento sísmico después de la suma en tiempo. Según: Christopher, L., 1999.

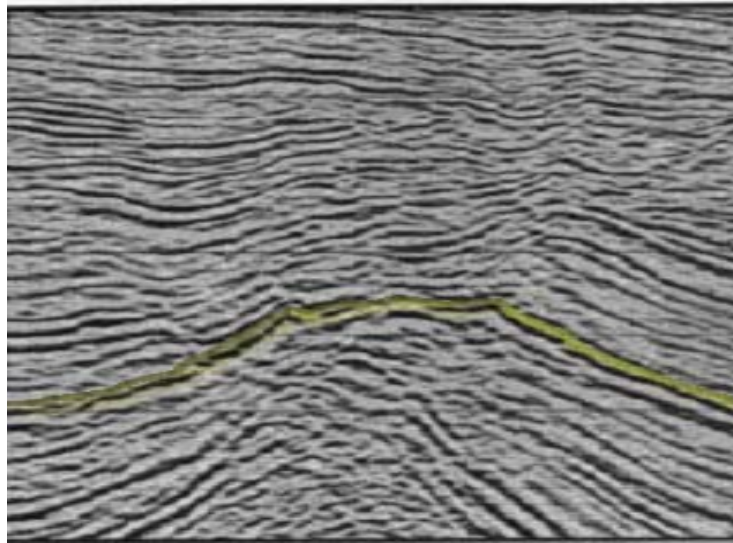


Fig. 23: Aplicando Suma de Kirchoff, procesamiento sísmico 2D, migrado antes de la suma en tiempo, se observa mejor resolución. Según: Christopher, L., 1999.

Además debe referirse que en los últimos trabajos publicados (Kessinger, W., 2002) se expone la efectividad de la migración antes de la suma (Suma de Kirchoff) mediante un algoritmo que considera la real curvatura de los rayos sísmicos, el que permite cartografiar, según se argumenta, mucho mejor, tanto las capas de buzamientos muy agudos como los planos de fallas, en comparación con los algoritmos standard de migración antes de la suma. En las figuras 22 y 23, se aprecia un ejemplo comparativo de lo anteriormente planteado.

En el trabajo (Christopher, L., 1999) se expone un análisis sobre el estado actual del procesamiento de los datos sísmicos, el cual se resume en la figura 24 que aparece a continuación.

Como puede apreciarse en esta figura, el incremento de la complejidad estructural de las áreas investigadas aconseja, como regla general, el paso del empleo de los algoritmos de la migración en tiempos a los algoritmos de migración en profundidad, apreciándose que para el caso de las más severas complejidades geológico-estructurales típicas de las áreas de los cinturones de sobrecorrimiento, se recomienda el empleo de la migración en profundidad antes de la suma.

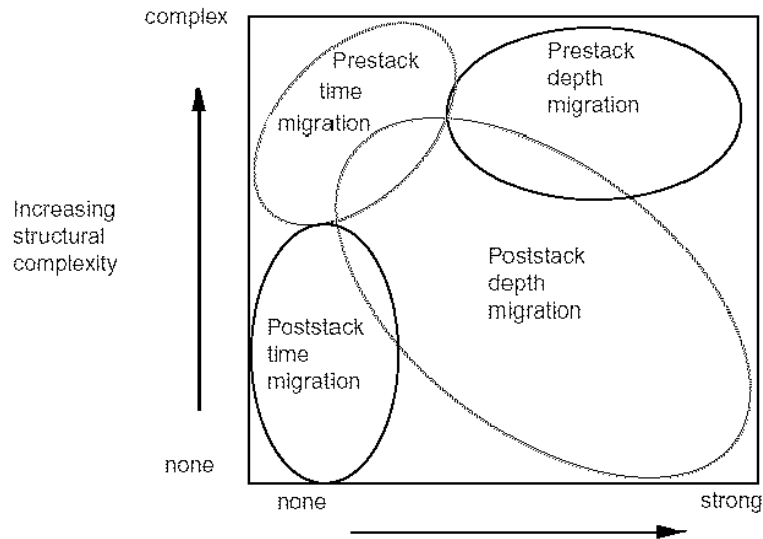


Fig. 24: Variación de los algoritmos de migración con la complejidad estructural de las regiones investigadas. Según: Christopher, L., 1999.

En este punto debe resaltarse que en algunas fuentes de la literatura internacional se reporta el positivo empleo que han tenido en algunos casos los atributos sísmicos (específicamente los de buzamientos, azimutes y coherencia, ver Fig. 25) para la investigación de áreas complejas. Así, por ejemplo, en (Dalley, R. M., 1989) se expone la utilización de los atributos de buzamientos y azimutes para el análisis estructural de un campo petrolero ubicado en el cinturón sobrecorrido de los Alpes.

Según se reporta en este trabajo, a pesar de las complejidades que generalmente caracterizan a estas áreas, en la región investigada se logró ubicar un horizonte reflector fuerte de interés para la exploración, vinculado al tope del Eoceno, posible de identificar en todo el territorio, el que resultó susceptible de analizar mediante los atributos de buzamientos y azimutes.

## ESQUEMA GENERALIZADO PARA EL CALCULO DE "DIP Y AZIMUT"

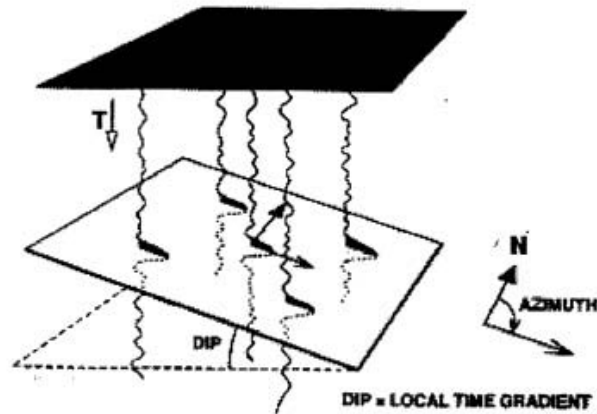


Fig. 25: Esquema sobre el cálculo de los atributos de buzamientos y azimutes. Como resultado del empleo de estos atributos sobre el horizonte referido, fue identificado un tren de plegamientos típico de los frentes de las regiones de tectónica compresiva, el que pudiera haber sido fácilmente confundido con el efecto de ruidos si no se hubieran aprovechado las posibilidades que aportan estas técnicas para la investigación de lineamientos consistentes lateralmente. Así mismo en la literatura geofísica se reportan también ejemplos sobre el exitoso empleo de los atributos de coherencia que permitan evidenciar las discontinuidades asociadas a fallas en los cubos sísmicos.

Por ejemplo en (Bahorich, M., and Farmer, S. L., 1995) se ilustra el empleo de esta técnica para revelar los planos de fallas dentro de los cubos de dato 3D en una región de tectónica complejo a pesar de no haber sido registradas reflexiones laterales procedentes de estas discontinuidades elásticas. En la tabla 1 se presenta una clasificación actualizada sobre los distintos tipos de atributos que son utilizados actualmente en el proceso de la interpretación sísmica (Rijas, E. J., 1992).

Tabla 1: Algunos de los atributos utilizados en la interpretación sísmica a nivel internacional.

Atributo	Observaciones
Tiempo de propagación	Permite cartografiar las estructuras y los espesores de las capas de interés
Amplitudes	<p>1) Permiten mediante el empleo de técnicas geoestadísticas pronosticar importantes parámetros petrofísicos en los reservorios tales como la porosidad.</p> <p>2) Permiten inferir la presencia directa de hidrocarburos (Métodos del Punto Brillante y AVO)</p>
Velocidades	Permiten mediante el empleo de técnicas geoestadísticas pronosticar importantes parámetros petrofísicos en los reservorios tales como la porosidad.
Atributos instantáneos de Hilbert	El análisis de amplitudes, fases y frecuencias instantáneas es de gran apoyo en la interpretación sismoestratigráfica
Atributos bidimensionales	Tanto el análisis de la discontinuidad de los horizontes mediante los atributos de coherencia, como el de buzamientos y azimutes de éstos para diferentes ángulos de iluminación, son de gran utilidad en la revelación de detalles estructurales de los mismos.
Atributos de energía	Ayudan en el estudio de medios constituidos por capas finas

### I.2.10. La interpretación

La calidad de la interpretación sísmica en las zonas de los cinturones de sobrecorrimiento depende en gran medida de la calidad de las imágenes que son obtenidas de las mismas y del conocimiento del campo de velocidades de que se disponga.

Cuando estos cortes están constituidos predominantemente por rocas carbonatadas, ésto constituye un factor complementario adverso para la interpretación, ya que a las complejas características tectónicas, se suma adicionalmente el hecho de que debido a las generalmente altas velocidades que caracterizan a las rocas carbonatadas, éstas se expresan negativamente en la capacidad de resolución de las capas.

Debe reiterarse que para el estudio de estas regiones se está empleando ampliamente el modelaje sísmico (Audebert, F., et al, 1994) lo que permite realizar una interpretación menos ambigua de las mismas (ver Fig. 26).

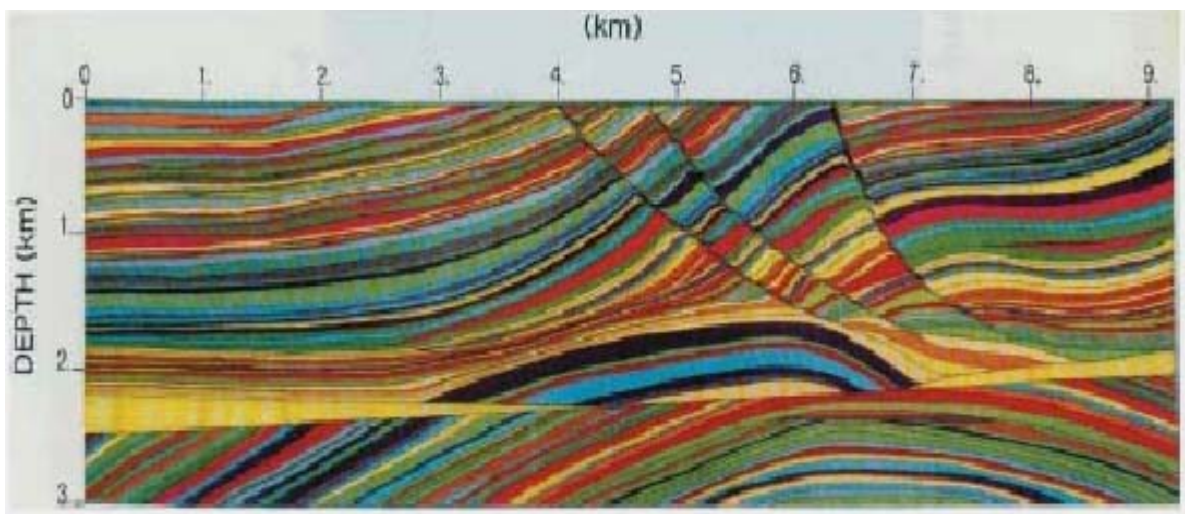


Fig. 26: Ejemplo de un modelo de velocidad cuyas profundidades y velocidades de capas son asumidas y empleadas como base para el cálculo de un corte en profundidad (Marmousi). Según: Audebert, F., et al, 1994.

En el proceso de interpretación en estas áreas, como ya fue anteriormente señalado, se emplea ampliamente hoy en día la sísmica 3D como una de las principales herramientas existentes para atenuar el pernicioso efecto de las ondas laterales y considerar el verdadero carácter tridimensional del campo de ondas registrado en estas áreas tan complejas.

También debe subrayarse que en la interpretación de las áreas de los cinturones de sobrecojamiento a escala internacional (Stephan, S.,2001) se están empleando mucho las técnicas de balanceo y restauración de los cortes. (Ver Fig. 27)

En la interpretación de los cortes de estas regiones, cobra una decisiva importancia el análisis multilateral integrado de datos de diferentes métodos geólogo-geofísicos, geoquímicos, morfométricos, de teledetección etc., así como el amarre de las líneas sísmicas en los puntos de cruce y la calibración geológica de los datos sísmicos en los pozos profundos perforados en éstas mediante sismogramas sintéticos y datos de Perfilaje Sísmico Vertical (VSP).

Los aspectos más difíciles que deben ser resueltos por la interpretación sísmica en estas regiones consisten en poder identificar los ejes coherentes correspondientes a las reflexiones de interés, calibrarlos geológicamente de modo confiable en los pozos, extender su correlación a lo largo de las líneas sísmicas “disparadas” en la región y transformar tales horizontes del dominio de tiempos al de profundidades.

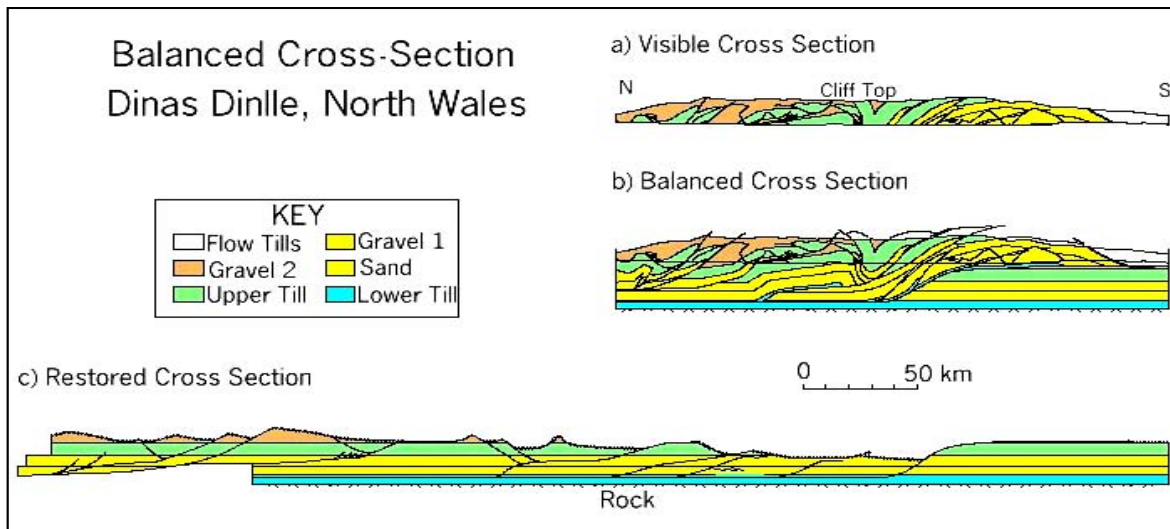


Fig. 27: Un ejemplo de técnicas de balanceo y restauración de los cortes se puede observar en esta figura. Se debe mantener los espesores de las capas y su distribución espacial. Según: Sheriff, R. E., 1995.

- a) Sección geológica que puede ser observada porque aflora.
- b) Sección geológica que se comienza a completar el corte con la combinación de la interpretación sísmica (parte inferior no visible a simple vista) y corte que aflora como resulta del levantamiento geológico efectuado en Dinas Dinlle, North Wales (parte superior).
- c) Restauración del corte a su paleocuenca antes de la deformación.

En relación a la interpretación en las regiones de cinturones de sobrecorrimiento, según ha sido evidenciado (Sheriff, R. E., 1995), existen varias causas que explican, entre otras, la no coincidencia usualmente observada entre las profundidades calculadas por la sísmica y las reales de los horizontes geológicos tales como:

1. La migración 2D permite evaluar adecuadamente las profundidades de las capas inclinadas en la dirección dip, pero no en la strike de éstas, lo que da lugar a una no correspondencia de los valores de las profundidades en los puntos donde se cruzan las líneas sísmica.
2. El empleo de las velocidades contra tiempos ( $V_sT$ ) implica que los valores de las velocidades se obtienen aumentados por el efecto de los buzamientos de las



capas, muy apreciables en estas regiones, por lo que las profundidades calculadas de los horizontes en base a ellas resultan mayores que las reales.

3. Aún cuando se emplean las velocidades raíz mínima cuadrada ( $V_{rms}$ ) y cortes migrados en profundidad (en los cuales ya el problema anteriormente referido debe supuestamente estar superado), debido a que los valores de las velocidades empleadas, aun después de corregidos, llevan implícitos el efecto resultante de haber partido de la adquisición original realizada con determinado offset, los mismos conservaran una componente de la influencia del medio según la dirección horizontal. Si en éste existe anisotropía, como frecuentemente ocurre en estas regiones, entonces ésto también afectará y provocará la no coincidencia de las profundidades que aparecen en los cortes migrados en profundidad con las profundidades reales de las fronteras geológicas (se reportan por esta causa desajustes de hasta 100 metros y aun mayores en algunos lugares, acentuándose aún más en los horizontes profundos).

Por último en lo que a la experiencia cubana se refiere, debe significarse que en el país desde hace muchos años los profesionales de las geociencias han venido dedicando grandes esfuerzos al estudio del cinturón sobrecorrido norte cubano por constituir éste el sector por excelencia en que se concentran nuestros principales yacimientos gasopetrolíferos (Sora, A., y Miró, G., 2003).

En las figuras (28, 29 y 30) por ejemplo, aparecen los modelos geológico (Álvarez, J., et al, 2005), geofísico y su respuesta sísmica simplificada publicados en el trabajo (Miro, G., et al, 2007) presentado en la II Convención de Ciencias de la Tierra.

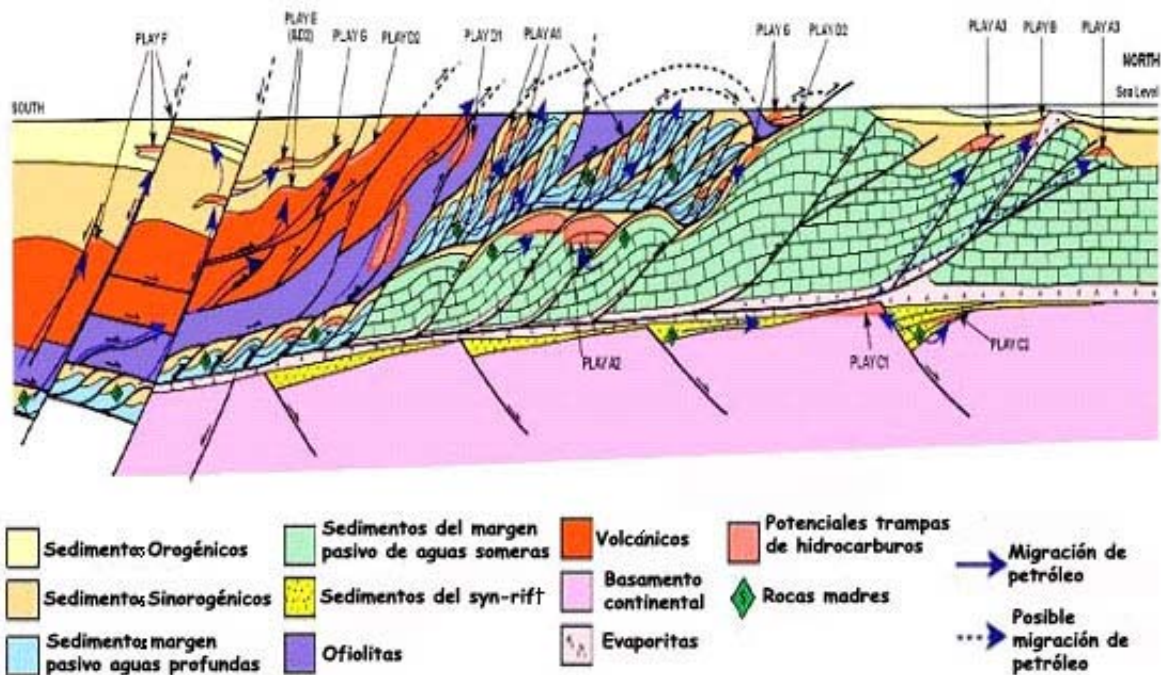


Fig. 28: Modelo geológico considerado. Cinturón corrido cabalgado cubano.

Según: Álvarez, J., et al, 2005.

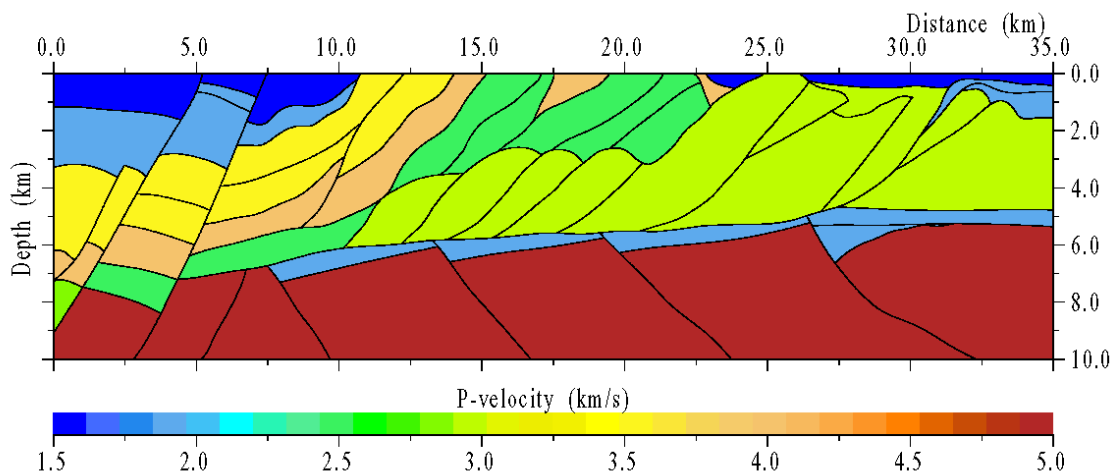


Fig. 29: Modelo diseñado mediante el software NORSAR (Miro, G., et al, 2007).

Se utiliza para la construcción del diagrama sintético a partir de los modelos de velocidad. En este caso se observa el modelo de velocidad a partir de las ondas P contra la profundidad de yacencia de las rocas en el área investigada.

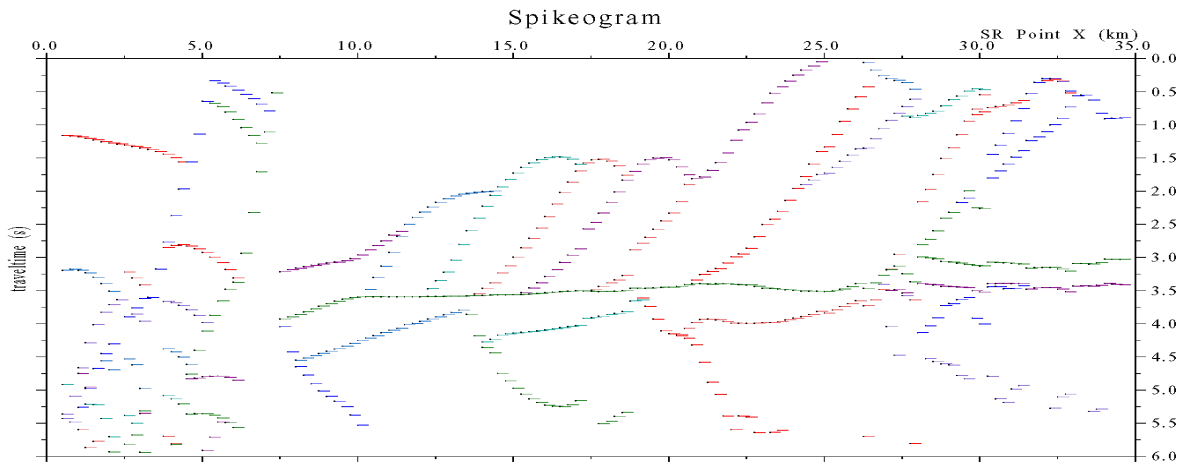


Fig. 30: Corte en tiempos sintético migrado correspondiente al modelo simplificado analizado (Miro, G., et al, 2007).

Como resumen del estudio bibliográfico realizado se puede concluir que la prospección sísmica petrolera de los cinturones de cabalgamiento constituidos por complejos de rocas carbonatadas, terrígenas e incluso metamórficas como las serpentinitas, indudablemente constituye una tarea que pone a prueba las posibilidades del método sísmico a escala internacional aún con el empleo de las metodologías más modernas existentes de procesamiento e interpretación de los datos.

## **CAPITULO II: CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICO - PETROLERA DE LA FORMACIÓN CANASÍ Y SECUENCIAS ADYACENTES**

### **II.1. Caracterización Geólogo - Petrolera**

El área de estudio se encuentra ubicada en la faja septentrional de la Habana – Matanzas, extendiéndose su mayor parte hacia la zona marina y aproximadamente paralela a la costa, desde Brisas del mar, limitando el Oeste del área de estudio hasta Punta de Seboruco al Este, para una longitud aproximada de 60 Km. y de Sur a Norte una extensión aproximado de 6Km. Para un total de 360Km<sup>2</sup>. (Ver Fig.31)

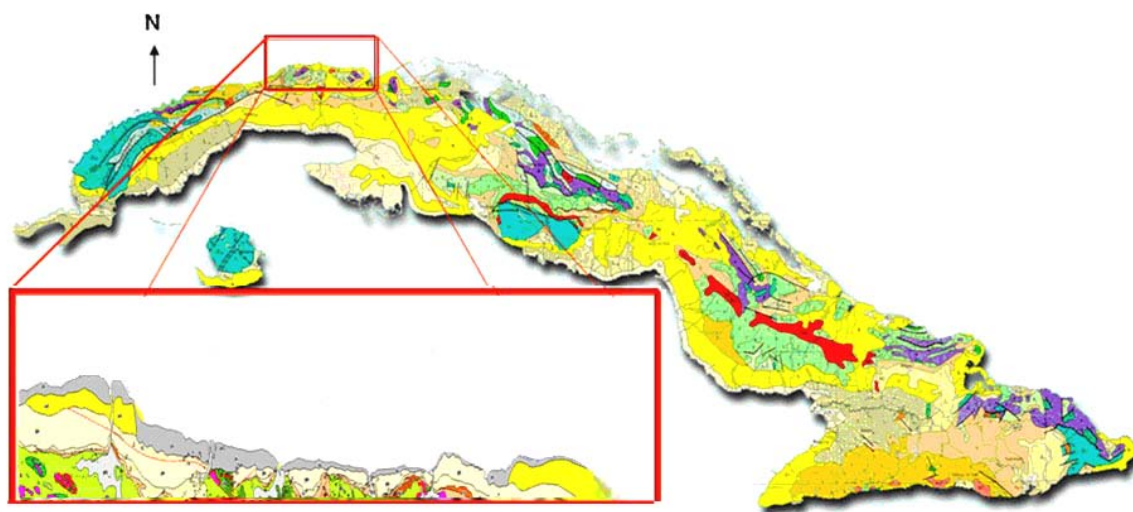


Fig. 31: Ubicación del área de estudio donde se pretende establecer la presencia de la Formación Canasí con un alto grado de confiabilidad. Bloque 7. Según: Domínguez, A. H., et al, 2005.

Como complemento, fueron revisados nuevos pozos basados en la descripción estratigráfica de núcleos, ditches, side wall cores y cuttings que permitió facilitar la interpretación del modelo geológico.

Por otra parte, la integración de la información obtenida de un gran número de perfiles sísmicos 2D y 3D estudiados en la etapa anterior conjuntamente con la

bioestratigrafía integrada, posibilitó la delimitación de paquetes litológicos genéticamente relacionados, separados por discontinuidades.

El estudio bioestratigráfico integral aportó importantes datos relacionados con la primera aparición de especies, ausencia de biozonas, abundancia y diversidad que permitió evaluar bioeventos y el reconocimiento de secciones condensadas, así como la identificación de especies de aguas someras o de talud transportadas hacia la cuenca.

Cabe destacar que los cortes estratigráficos de los sedimentos post orogénicos hasta la Formación Vega Alta carecen de núcleos representativos y registros geofísicos en los pozos horizontales, por lo que, han sido tomados como referencia los núcleos de pozos verticales.

Fueron tomados en cuenta los patrones de Imágenes del Microbarredor de Formación (FMI) disponibles para la elaboración de los modelos de sedimentación y geólogo estructural.

Se debe señalar que en el análisis de los procesos de sedimentación y tectónica se evita utilizar los términos de Estratigrafía Secuencial clásica, debido a que las propias rocas del reservorio se formaron en condiciones de sedimentación pelágica profunda en un frente orogénico, con predominio de subsidencia tectónica. Las unidades deposicionales responden a pulsos tectónicos y colapsos gravitacionales durante el límite Paleoceno - Eoceno Inferior, aunque se destacan grandes similitudes y coincidencias con aspectos del modelo secuencial tradicional y en el ordenamiento de las observaciones estratigráficas locales. Es decir, las causas pueden ser diferentes, pero el efecto es el mismo.

#### II.1.1. Caracterización Geológica

En primer lugar se debe referir que el contexto regional en que está imbricada la Formación Canasí, se caracteriza por los siguientes rasgos generales:

Para la caracterización sísmica de la Formación Canasí se tuvo que aclarar algunos aspectos complejos de la geología del reservorio en los yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba (Echevarria, G., 1991). Dentro de ésta se estudiaron los yacimientos Vía Blanca – Boca de Jaruco, Canasí – Puerto Escondido, Yumurí - Seboruco, con mayor profundidad por ser los yacimientos

con los que se contaba con mayor cantidad de datos y el yacimiento Santa Cruz. Con este estudio se demostró la existencia de un reservorio de edad Terciario que informalmente se ha denominado por los autores Formación Canasí (Hernández, J., y Fernández, J., 2003). Este reservorio está ubicado como mínimo desde el Yacimiento Vía Blanca – Boca de Jaruco hasta Yumurí - Seboruco y se extiende en los pozos desde sur a norte, al menos una distancia de 3 km., aunque en esta tesis de maestría se demostrará por la sísmica su límite norte (ver Anexo 1, Figs. 39 - 40).

El primer aspecto a definir fue la caracterización de las litofacies que conforman la Formación Canasí a partir de cuttings y núcleos y sus comportamientos en diferentes registros de pozos (electrofacies, incluyendo los registros FMI y Scanner Microbarredor de Formación y la calcimetría). De este estudio se demostró la existencia de 6 litofacies propias del Reservorio Terciario y sus sellos internos (Fm. Canasí, Paleoceno Superior):

*Como litofacies típicas del reservorio se definen:*

- ✦ Conglobrecha proximal con matriz de creta.
- ✦ Conglobrecha calcárea con matriz de creta.
- ✦ Conglobrecha + Grauvaca calcáreas con matriz de creta.
- ✦ Grauvaca calcárea con matriz de creta. Como litofacies típicas de Sellos

Internos:

- ✦ Sello Interno I, que son secuencia arcillosa - silícea- calcárea. Muy locales.
- ✦ Sello Interno II, formada por pedernales y cretas de cocolitos. Mas difundidos en el corte.

Estas conglobrechas y grauvacas contienen clastos de rocas de diferentes edades, así se pudo establecer que en las áreas de Boca de Jaruco, Canasí, Puerto Escondido, Yumurí y Varadero existe similitud en cuanto a la proveniencia de los fragmentos de las rocas, existiendo en todas las áreas un predominio de los fragmentos de edad indeterminada (que se asocian con la Formación Cifuentes V y IV de edad Kinmerigdiano y depositados en ambientes de aguas someras, Valladares, S., et al, 2005), los fragmentos provenientes del Grupo Veloz (Thitoniano – Neocomiano) son escasos en Canasí y Puerto Escondido (16% y

6%), siendo más abundantes en Boca de Jaruco (34%) y Varadero (35%). Los fragmentos pertenecientes a la Formación Carmita son muy escasos en todas las áreas, no sobrepasando el 5 %; los fragmentos de calizas terciarias también están presentes en todas las áreas. Ver Fig. 32.

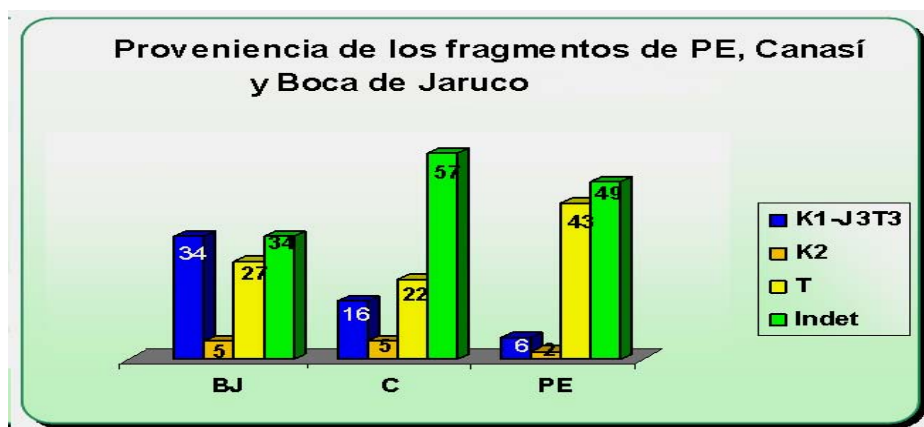


Fig. 32: Gráfico de Proveniencia de los fragmentos, mostrando el por ciento de cada edad en las áreas Boca de Jaruco, Puerto Escondido y Canasí. Según: Hernández, J., et al, 2003.

La edad del reservorio y los sellos internos en todos los yacimientos estudiados resultó igual. Se data como Paleoceno Superior basado en los siguientes argumentos:

- ✦ El estudio bioestratigráfico de la Formación Canasí se basó fundamentalmente en la descripción de los Grupos de Foraminíferos planctónicos, Nannopláncton calcáreo y Foraminíferos bentónicos pequeños.
- ✦ Un gran número de muestras de cuttings obtenidas debajo de la camisa técnica en los pozos horizontales contienen abundantes foraminíferos planctónicos donde se destacan la especie Morozovella velascoensis y abundante fauna redepositada del Campaniano-Maestrichtiano y de pisos inferiores mezclada.
- ✦ Esta biozona es muy bien reconocida a nivel regional y representa un marcador significativo en el límite Paleoceno-Eoceno.
- ✦ Cabe destacar el estudio realizado en núcleos del Nannopláncton calcáreo, donde se determinaron especies de discoastéridos como Discoaster multiradiatus que define la base de la biozona NP9/CP8 (Perch-Nielsen) y que representa un



marcador zonal en el límite estratigráfico Paleoceno-Eoceno. Es común en la biozona, y como formadoras de rocas (Cretas), la familia Coccolithaceae, que incluye cocolitos elípticos y redondeados con una distintiva cruz central y que se ha denominado informalmente Cocolitos del Grupo 1 (Cruciplacolithus, Chiasmolithus o Ericsonia).

La edad de los clastos varía desde el Kimmerigdiano hasta el Neocomiano cuando éstos provienen del Grupo Veloz, también se encuentran clastos de edad Cretácico Medio provenientes de la Formación Carmita y clastos de edad Terciario provenientes de calizas de esa edad.

Todo esto da lugar a definir que los depósitos del reservorio se formaron debido a un quiebre acentuado de la plataforma-talud (debido posiblemente al régimen compresivo existente en ese periodo), cuyo mecanismo de deposición fue los cañones submarinos, correspondiendo a depósitos turbidíticos.

A los sedimentos que componen la Formación Canasi la infrayacen discordantemente sedimentos del Grupo Veloz, demostrado por datos de núcleos en los pozos de Boca de Jaruco 9, 64, 500, 501 y Vía Blanca 34, 103 y 104. En Varadero también se evidenció el contacto Formación Canasí – Grupo Veloz en los pozos 670, 2, 41, 549, 573, 592, 102, 6, 103, 10, 800, 23 y Marbella 3 no incluida en la presente tesis por no contar con la posibilidad de la sísmica de esta área (ver muestras Fig. 35).

Los sedimentos del Grupo Veloz encontrados pertenecen a la Formación Cifuentes de edad Kimmerigdiano al Thitoniano compuesto por mudstone calcáreo bandeado por suturas de disolución, Packstone- Wackestone bio-intraclástico, Wackestone bioclástico radiolárico. Packstone/Grainstone- Rudstone intraclástico, Grainstone pelítico intra-clástico, Dolomitas. Argilita ± limosa con Materia Orgánica (MO). Pedernal, brechas de carácter diagenético y/o tectónico a partir de diferentes tipos de calizas y pedernal, Wackestone / Packstone de *Favreina*.

A los sedimentos de la Formación Canasí la sobreyacen sedimentos del Eoceno Inferior que corresponden a la Formación Vega Alta compuesta por arcilla, pedernales y limolitas.

Particularmente en el área de Canasí - Puerto Escondido - Yumurí entre la típica Formación Vega Alta y la Formación Canasí aparece una Sección condensada formada por “radiolaritas cretosas” que se acompañan por abundante pedernal de varios colores. Ésta forma parte de la base de la Formación Vega Alta y se ha encontrado sólo por cuttings en pozos de estos yacimientos. Su edad es Eoceno Inferior parte basal que constituye un marcador regional (ver fig.45).

El estudio de la parte superior del corte estratigráfico, que sobreyace a la Formación Vega Alta, está basado en la estratigrafía descriptiva de los pozos horizontales con desplazamiento al norte e inclinados desde los pozos que fueron perforados desde el sector de Boca de Jaruco hasta Yumurí - Seboruco (Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba). De arriba hacia abajo, la mayoría de los pozos comienzan la perforación con depósitos postorogénicos que abarcan edades desde el Plioceno hasta el Eoceno Medio parte baja y que están representados en los pozos horizontales del área de Boca de Jaruco (BJ # 804, BJ # 800, BJ#801 y BJ#805). La base del Eoceno medio constituye una discontinuidad, bien marcada en los perfiles sísmicos y que corresponde con la zona de Acarinina bullbrookii (Fernández, 1983. Tomado del Proyecto 2612. Archivo del CEINPET).para Cuba. Cabe destacar que en la actualidad a nivel mundial el inicio del Eoceno medio está marcado con la primera aparición de las “Hantkeninas”, con una edad de 49,5 millones de años.

Debajo de estos sedimentos, se describen margas fosilíferas limosas que pueden transicionar a claystone arenoso, poco calcáreo con intercalaciones de grauvacas polimícticas y matriz arcillosa-calcárea de edad Paleoceno-Eoceno Inferior con una variada y rica fauna planctónica y abundante redeposición del Campaniano Maestrichtiano identificados como rocas del Grupo Mariel. El espesor de estos depósitos no sobrepasa los 70 metros.

A continuación se describen conglomerados-brechas con guijarros de serpentinita, gabro, diabasa, efusivo, tobas y matriz arcillosa, limolitas polimícticas de grano grueso pardo, claystone limoso y arcosa-conglomerado arcósico que son más abundantes desde el yacimiento Yumurí hasta Seboruco.

Estos sedimentos se asociaban hasta el momento y se databan como la Formación Vía Blanca. Los resultados de este estudio han demostrado que estas rocas no pueden ser denominadas así, porque su edad está datada como Eoceno Inferior demostrada en los pozos BJ# 804, BJ# 805, PE #6, PE# 11, PE # 12, PE# 14, Yumurí # 210, Seboruco # 1, Seboruco # 4.

Un trabajo bioestratigráfico integrativo de alta resolución en el área de Canasí (pozos Canasí # 5, C#6, C#7 y C# 9) ha ratificado la edad terciaria para estos sedimentos.

En todo el análisis bioestratigráfico desarrollado ha primado el criterio de primera aparición de especies y la no ocurrencia de los mismos, dicho método elimina el criterio de microfósiles caídos (caving) en los cuttings.

La oritocenosis de esta unidad es la siguiente: Morozovella subbotinae Maequa, Acarinina sp y Globigerina sp. Se observa redeposición del Paleoceno Superior (Planorotalites cf P. Pseudonenardii) y abundantes fósiles retrabajados del Campaniano-Maestrichtiano.

Coincidente con la inclinación de 70° en los pozos con desplazamiento al norte se describen conglomerados-grauvacas polimícticas con fragmentos de serpentinitas, calizas diversas, arenitas intercalados con abundante claystone de edad Eoceno Inferior determinada en la matriz con espesores de hasta 300 metros y que en la actualidad se asocian a los conglomerados anteriormente descritos pero con una ubicación geográfica más al interior de la Cuenca, de ahí la composición diferente de los clastos (menos serpentinitas, más calizas, arenitas etc). La relación genética de los conglomerados y las margas y terrígenos del Grupo Mariel que marcan una retrogradación se plantea que los conglomerados fueron formados durante una caída del nivel del mar producto de procesos gravitatorios.

La sedimentación silíceo-arcillosa conocida como “seal unit” por los geólogos petroleros quedaría como la conocida Formación Vega Alta del Eoceno Inferior, constituida fundamentalmente por pedernales, rocas silíceo-arcillosas, claystone y arcilla. Estos sedimentos corresponden con las zonas M.rex-M. formosa (Fernández, 1985. Tomado del Proyecto 2612. Archivo del CEINPET) descrita para Cuba.

Una columna estratigráfica generalizada de estos yacimientos pudiera ser la siguiente:

	FORMACION	EDAD	LITOLOGIA	
	GUINES	Mioceno Medio Sup.	Calizas masivas organógenas, dolomitas	Paquete 1
	COJIMAR	Mioceno Inferior Med.	Margas y calizas arcillosas	
	TINGUARO	Oligoceno	Margas, arcillas y calizas arcillosas	
	ENCANTO	Eoceno Superior	Calizas y calizas dolomitizadas	
	GRUPO UNIVERSIDAD	Eoceno Med. parte baja	Margas masivas blancas y amarillas que transicionan a calizas arcillosas	Paquete 2
	GRUPO MARIEL	Eoceno Inferior con redeposición Campaniano-Mioceno Maestrictiano	Margas fossilíferas, areniscas, arcillosas	
	POR DEFINIR		Conglomerados donde predomina elastos serpentinita, gneiss, diabases, efusivos en matriz arcillosa	Paquete 3
	POR DEFINIR		Conglomerados pelágicos con fragmentos serpentinitas, calizas de diversos tipos y areniscas en matriz arcillosa	
	VEGA ALTA	Eoceno Inferior	Sello Regional arcilla y pedernal Radiolarita eocena	Paquete 4
	GRUPO CANASI	Paleoceno Superior	Conglomerado proximal con matriz de arcillas	Paquete 5
			Conglomerado calcareo con matriz de arcillas	
			Gravaca calcarea con matriz de arcillas	
			Sello interno arcilla pedernal y arcillas	
	GRUPO VELOZ	Jurásico Sup. - Cret. Inf.	Calizas con intercalaciones de pedernal y argilitas	Paquete 6
	VEGA ALTA	Paleoc. Eoc.	Esca. silíceas arcillosas	
	GRUPO VELOZ	Jurásico Sup. - Cret. Inf.	Calizas con intercalaciones de pedernal y argilitas	

Fig.33: Columna generalizada del corte presente en los pozos de Franja Norte de Crudos Pesados. Según Hernández, J., et al, 2003.

En los perfiles sísmicos, es bien marcada esta discontinuidad con la ausencia de las biozonas del nannoplancton calcáreo Discoaster binodosus y Micrantololithus contortus y la de Foraminíferos planctónicos Morozovella edgari del Eoceno Inferior basal, la base del Ypresiano (aproximadamente 53 millones de años).

La discontinuidad antes expresada pudiera estar relacionada con una tectónica local producto de pulsos específicos de la actividad tectónica del Paleoceno-Eoceno Inferior (Lewis, J.F., and Draper, 1990. Tomado del Proyecto 2612, Archivo del CEINPET, Cuba) y pudiera representar un límite de secuencia.

En esta figura se identifican las siguientes secuencias de arriba hacia abajo:

Primer paquete: Diferentes formaciones y Grupos. Edad Mioceno Superior – Eoceno Medio parte Baja, compuesto por margas, calizas arcillosas, calizas organógenas, calizas dolomitizadas, arenitas y arcillas.

Segundo paquete: Grupo Mariel. Edad Eoceno Inferior con redeposición del Campaniano - Maestrichtiano, compuesto por margas fosilíferas, arenitas y arcillas, y conglomerados con escasos aportes de serpentinas, caliza de diversos tipos y areniscas en matriz arcillosa.

Tercer paquete: Formación por definir. Edad Eoceno Inferior con redeposición del Campaniano - Maestrichtiano, compuesto por conglomerados con aporte de efusivos y ofiolitas (anteriormente denominado en los pozos Formación Vía Blanca) y conglomerados con aportes de serpentinas, calizas de diversos tipos y arenitas (se describe en los pozos como la parte superior de Vega Alta).

Cuarto paquete: Formación Vega Alta. Edad Eoceno Inferior, compuesto por: arcillas, pedernales y limolitas.

Quinto paquete: Formación Canasí. Edad Paleoceno Superior, compuesto por conglobrechas, grauvacas con matriz de creta, cretas y pedernales (ver fig.34).

Sexto paquete: Grupo Veloz. Formación Cifuentes, edad Jurasico Superior Kimmerigdiano – Thitoniano, compuesto por mudstone calcáreo, Packstone-Wackestone bio-intraclástico, Packstone/Grainstone - Rudstone intraclástico, Grainstone pelítico intra-clástico, Dolomitas. Argilita ± limosa con MO. Pedernal.

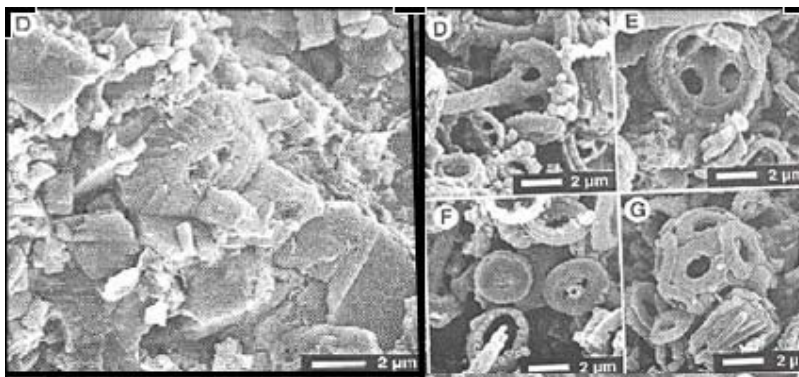


Fig. 34 Imágenes de la matriz de la conglobrecha observada por el microscopio electrónico de barrido (SEM), donde se aprecia que ésta está compuesta por cocolitos y sus escombros. Tomado del (Carbex Geological Service. Edmonton, Canadá. 2000. Tomado del Proyecto 2612, archivo del Ceinpet, Cuba).

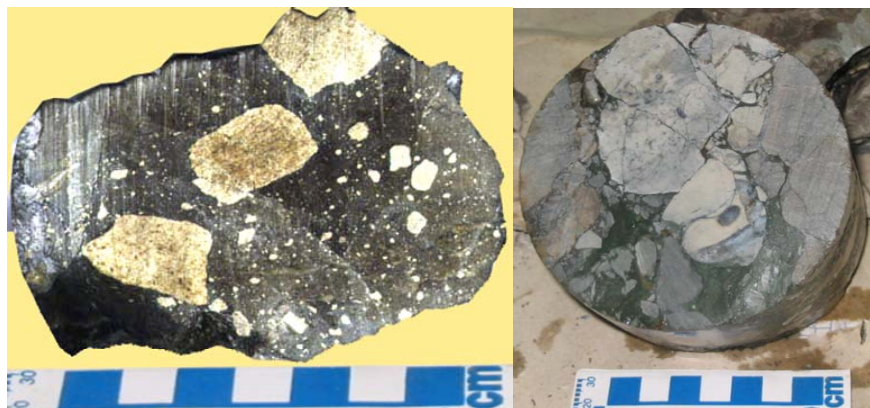


Fig.35: Muestras de conglobrecha izquierda Santa Cruz y derecha Canasí. Muestras tomadas de los pozos durante la perforación.

### II.1.2. Caracterización del sistema petrolero.

Por su carácter medular en la prospección petrolera moderna a continuación se hará referencia al nuevo sistema petrolero definido a partir de la identificación del reservorio Terciario correspondiente a la Formación Canasí según el trabajo (Valladares, S., et al, 2007) presentado en la pasada II Convención de Ciencias de la Tierra.

El Sistema Petrolero por definición es la relación genética entre *rocas madre activas* y las acumulaciones de petróleo y gas e incluye el estudio de los elementos y procesos que son esenciales para que existan las acumulaciones de hidrocarburos. Para analizarlo se parte de estudios anteriores (López, J. G., et al.,

1993) donde se ha demostrado para la Franja Norte Cubana una roca madre que se encuentra en los sedimentos carbonatados algo arcillosos del Grupo Veloz fundamentalmente los relacionados con el Tithoniano y el Neocomiano; también está demostrada la presencia de petróleos pesados altamente sulfurosos de la Familia I (López J. O., et al., 1992) que estaban entrampados en reservorios de la misma edad.

La migración se postuló que ocurría en pequeñas distancias y dentro del propio manto que la generaba (López J. O. et al, 1992); las vías de migración son las fallas transcurrentes y la trampa estaba conformada por pliegues anticlinales fallados tipo Duplex y relacionada con el reservorio de Veloz y el sello de Vega Alta (Álvarez J., et al, 1998); el Timing era post Eoceno Medio; a este Sistema Petrolero se le denominó Sistema Petrolero Veloz (López, J. G., et al, 1993).

Desde el punto de vista del análisis y evaluación de los sistemas petroleros cabía preguntarse si la determinación de la presencia y desarrollo de los reservorios Terciarios en la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba cambiaba y/o agregaba elementos y factores que variaban de forma sustancial y práctica, al Sistema Petrolero Veloz. Sobre lo anterior, se expresa a continuación el análisis de los principales elementos y procesos:

- ✦ Los petróleos presentes en la Franja Norte de Crudos Pesados y las rocas madre que le dieron origen, indican que no hay ninguna variación en relación con lo establecido al respecto para el Sistema Petrolero Veloz (rocas madre del Jurásico Superior-Cretácico Neocomiano y petróleos pesados altamente sulfurosos de la Familia I).

- ✦ Los reservorios principales que constituyen o entran a formar parte del sistema petrolero, indican que aquí podría haber un cambio en la denominación del mismo. El posible nuevo Sistema Petrolero ha sido denominado Veloz-Canasí.

- ✦ El sello principal tanto para el Sistema Petrolero Veloz como para el nuevo, es el mismo: las secuencias arcillosas de la Formación Vega Alta.

- ✦ El tiempo de la formación de la trampa no varía; ocurre al final de la orogenia principal (Eoceno Inferior Tardío) después de depositados los sedimentos de la Formación Vega Alta; al mismo tiempo como se señaló anteriormente, la



configuración y características de la trampa no varían ya sea que el reservorio sea de Veloz o que el mismo sea del Terciario, aunque haya una variación en la composición de las rocas que conforman el reservorio principal.

✚ Las causas que dan origen a la formación de los yacimientos, la maduración de las rocas madre, la generación, migración y entrapamiento del petróleo son las mismas: el cabalgamiento y aplazamiento tectónico de las rocas del margen continental y del Terreno Zaza.

✚ El timing no varía en relación con el Sistema Petrolero Veloz anteriormente identificado.

El play (prospecto, yacimiento) asociado a la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba del tipo Varadero - Boca de Jaruco es el modelo del play fundamental para la Provincia Petrolífera Norte Cubana, que se caracteriza por grandes espesores de rocas carbonatadas saturadas por hidrocarburos, recubiertas por sedimentos arcillosos que le sirven de sello, dando lugar a yacimientos masivos, con una concentración alta de reservas en áreas relativamente pequeñas. Al mismo tiempo el estilo tectónico de este tipo de play establece abundancia de trampas en área y profundidad.

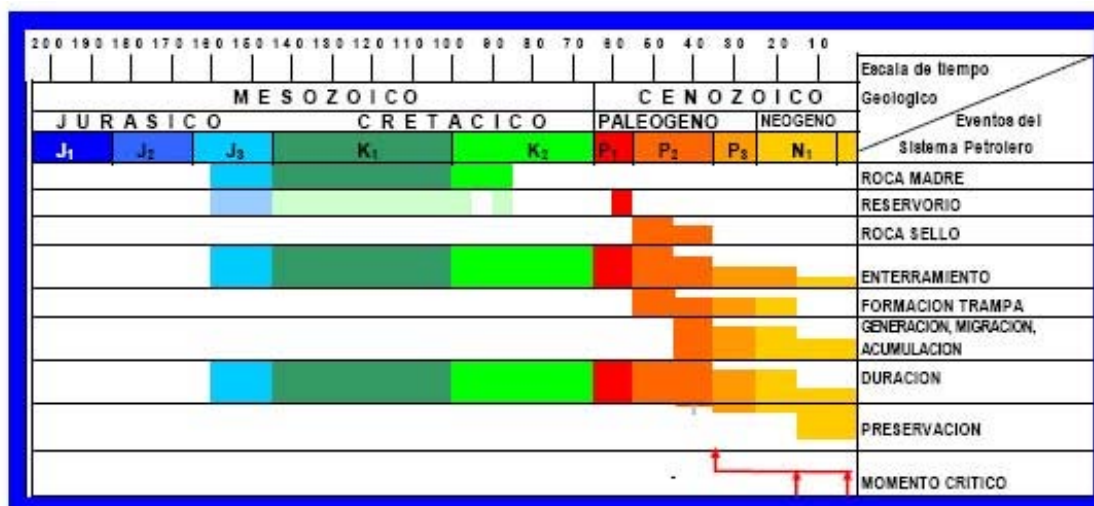


Fig. 36: Elementos del Sistema Petrolero Veloz-Canasí. En la figura se muestra el cuadro de eventos que caracterizaría al Sistema Petrolero Veloz – Canasí, cuya diferencia fundamental con el Sistema petrolero Veloz es la edad del reservorio principal. (Según: López, J. G. et al, 2005. Tomado del Proyecto 2612. Archivo

CEINPET, Cuba). La roca madre se mantiene respecto al Sistema Petrolero Veloz, de edad Jurásico – Cretácico, el reservorio se elevó hasta el Terciario Superior (Formación Canasí), se mantienen el sello regional Eoceno Medio, el tiempo de enterramiento y formación de la trampa Eoceno Medio que se siguió deformando hasta el Mioceno Inferior y Medio, la causas del origen generación, migración y acumulación se mantienen posterior a la formación de la trampa hasta el reciente, la duración, preservación y momentos críticos igual que el Sistema Petrolero Veloz.

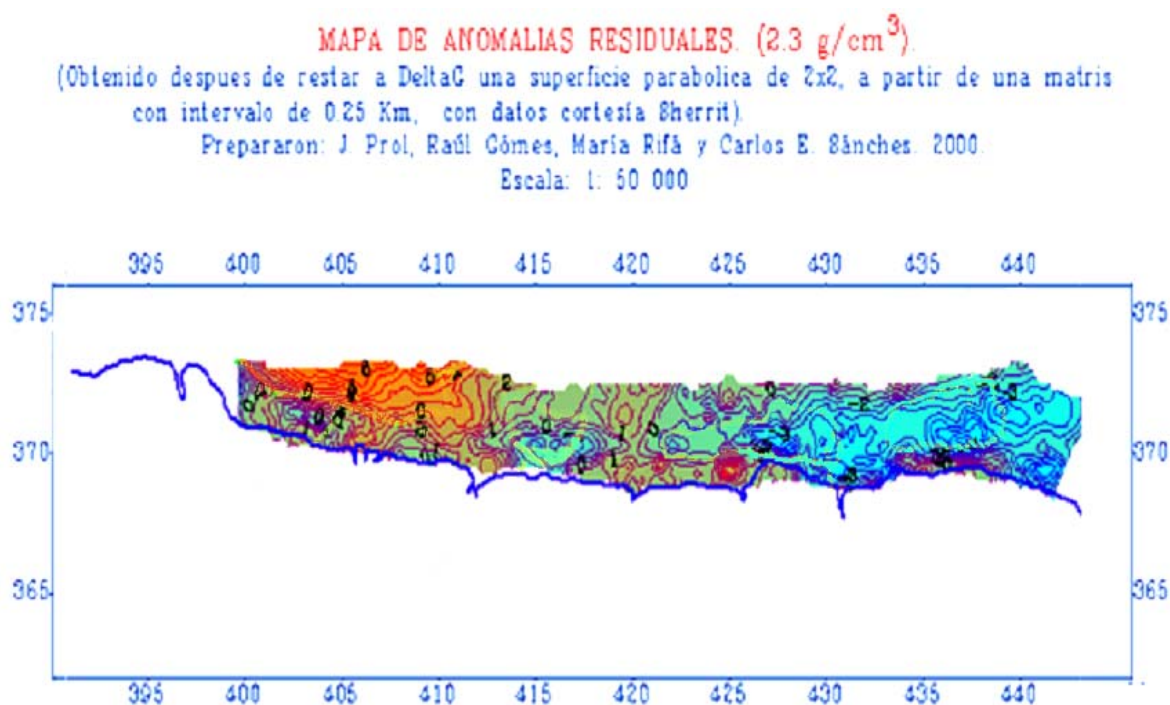
Por último, es de subrayar en este punto que la redefinición estratigráfica realizada identificando las rocas reservorios correspondientes a la Formación Canasí como asociadas al Paleoceno Superior, tiene desde el punto de vista petrolero importancia, ya que confiere una connotación sin precedentes a escala nacional al Terciario (intervalo de gran interés en otras regiones del mundo) tradicionalmente considerado sólo como sello, lo que amplía las potencialidades para la exploración de hidrocarburos en la Franja Petrolera Norte Cubana.

### CAPÍTULO III: CARACTERIZACIÓN GEOFÍSICA DE LA FORMACIÓN CANASÍ Y SECUENCIAS ADYACENTES

#### III.1 Campos Potenciales

Los campos potenciales han sido muy utilizados y efectivos de forma directa o como apoyo en la localización de estructuras petroleras.

En el área de estudio a estado muy limitado el recubrimiento del mismo por tratarse de la zona marina, sobre todo la carencia de levantamiento magnéticos (en la zona marina). De forma general los altos estructurales van a estar identificados por las anomalías gravitacionales como mínimos locales (anomalías residuales), aunque en el caso particular de Santa Cruz ha sido anómalo.



Ejemplo de esto se puede observar en la Fig. 37.

Fig. 37: Mapa de anomalías residuales. En naranja área de máximo residual y en azul, áreas de mínimos residuales como resultado de la interpretación del mapa gravimétrico. Sherritt International, Fugro – LCT Limited. Gravity and Bathymetry Survey, 1999. Caribbean Sea Offshore Cuba. Procesing Report. Archivo del CEINPET.

## III.2 Sísmica

### III.2.1 Características de la adquisición y el procesamiento de los datos sísmicos

En su etapa inicial se trabajó con la sísmica 2D, tanto las líneas sísmicas migradas después de la suma en tiempo con las líneas sísmicas migradas antes de la suma en tiempo, como en profundidad, debido a la complejidad de rocas terciarias desde el punto de vista sedimentológico como tectónico, fue necesario, trabajar ya con una experiencia mayor con la sísmica 3D para poder cumplimentar los objetivos trazados.

#### III.2.1.1. Parámetros del Levantamiento de Adquisición Sísmica:

Tabla2: Parámetros que se utilizaron en la campaña de adquisición sísmica en el área de investigación:

PARAMETRO	VALOR EMPLEADO EN EL AREA
Tipo de instrumento	SYNTRACK-960 MSRS
Rango de Muestreo	2 ms
Longitud del Registro	4 s
No. de cables	2
Intervalo por Grupo	2.5 m
Longitud del Bin	12.5 m in-line 25 m cross-line
Longitud del cable	2987.5 m
Profundidad del cable	8.5m +/- 1m
Números de canales	240
Tipo de fuente	Sleve Gun (cañon de aire)
Profundidad de la fuente	6m
Presión de operación	2000 PSI
Filtros de registro bajo/alto	3 Hz, 12dB / 206Hz, 276dB
Apilamiento cobertura nominal	60

### III.2.1.2. Adquisición de los datos sísmicos.

La adquisición de las líneas sísmica 3D en el Bloque 7 zona marina fue realizada por la compañía Shanghai Offshore Petroleum Company (SOPC) durante el periodo de Enero a Junio del 2003 con los siguientes parámetros:

Del análisis de los parámetros empleados en la última campaña de adquisición sísmica realizada en la región objeto de estudios (ver Tabla 2) se pudo concluir que los mismos se ajustan a los estándares internacionales empleados a escala mundial.

### III.2.1.3. Efecto de los Ruidos en los Cortes Sísmicos

En los registros preliminares (registro por punto de tiro) se puede apreciar el efecto de ruidos, tales como el provocado por el oleaje marino, el movimiento del cable, la onda directa, las difracciones, ondas múltiples y las ondas guía.

El ruido provocado por el oleaje del mar que se manifiesta en forma de rayas verticales de baja frecuencia en los registros originales de los puntos de tiro (registros de los Puntos de Excitación Común) aparece en toda la amplitud del espectro y generalmente en todos los registros sísmicos del área.

La onda directa también aparece en todos los registros sísmicos del área de estudio. Se caracteriza por manifestarse cinemáticamente como un eje cofásico en línea recta.

Las difracciones son muy comunes en esta región, aunque por lo visto, aparecen con mayor o menor intensidad en dependencia de las características geológicas y estructurales del subsuelo. Ellas pueden estar provocadas por irregularidades del fondo marino así como por la presencia de fallas y pliegues. Los cortes sísmicos de la parte sur del área se ven más afectados por difracciones asociadas a la presencia del cinturón plegado y fallado, mientras que la parte norte muestra cortes con un menor número de difracciones, estando éstas relacionadas aquí principalmente con las irregularidades del fondo del mar.

Las ondas guías son más comunes en la parte sur del área, ya que el tirante de agua es pequeño. Este ruido aparece en los datos con particular nitidez antes de ser aplicada la corrección por la geometría de los rayos (divergencia).

El ruido a causa del cable sísmico se manifiesta en forma de eventos lineales de baja frecuencia, haciéndose el nivel de energía por este ruido más notable en la medida en que el agua se hace más somera.

Los ruidos deben ser atenuados antes de aplicar ciertos métodos de procesamiento de datos sísmicos, ya que algunos de ellos pueden incrementar su nocivo efecto sobre los datos después de la aplicación de tales procedimientos, como es el caso de la migración después de la suma. En el caso de aplicar la migración después de la suma en una sección que contenga ruidos, se crean las llamadas “sonrisas”, las que distorsionan apreciablemente el cuadro ondular.

#### III.2.1.4. Procesamiento de los datos sísmicos

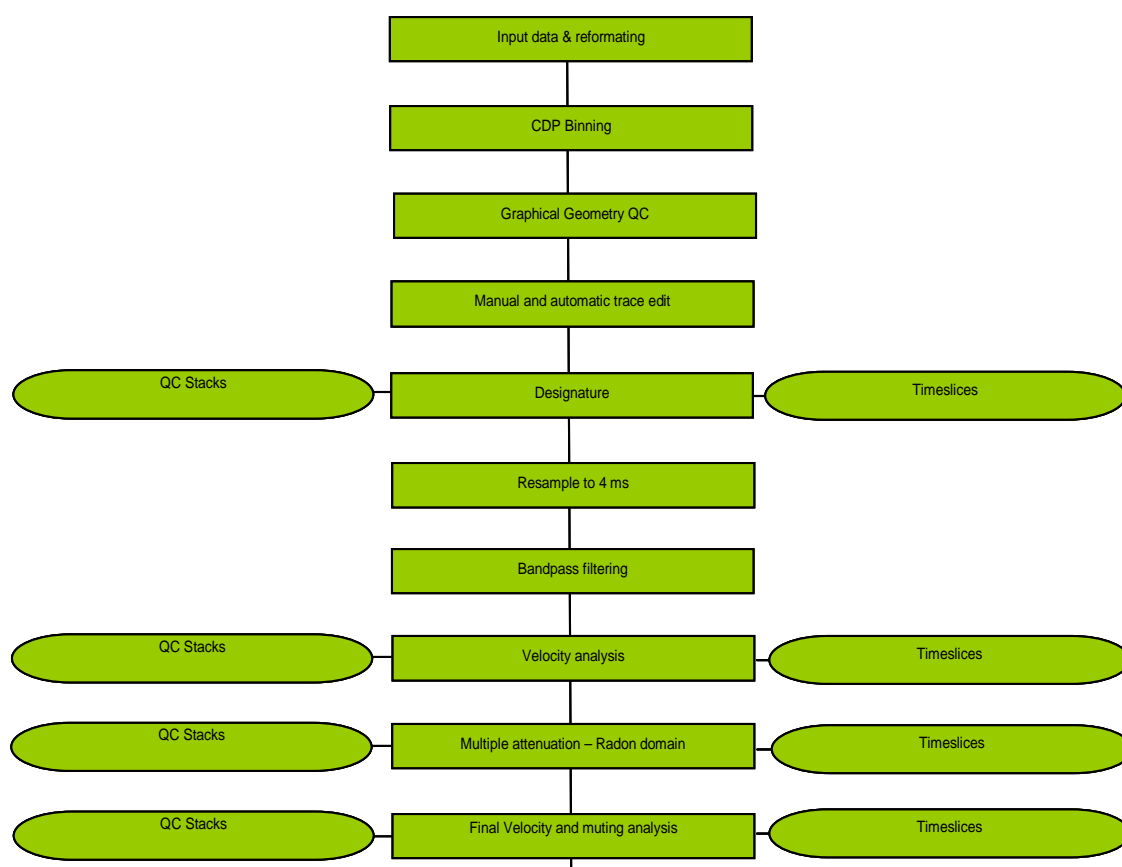


Fig. 38: Parte de la secuencia de procesamiento usada en la migración en profundidad antes de la suma (Pre Stack Depth Migration (PreSDM)). Tomado del Informe del Procesamiento por Petrofísica Torún, 2004. Archivo CEINPET, Cuba.

El procesamiento de los datos sísmicos 3D en el área de estudio fue realizado en Junio del 2004 (Geofísica Torún), extendiéndose hasta Octubre del 2006, El algoritmo empleado para realizar el procesamiento de los datos sísmicos utilizados en este trabajo en la migración en tiempo, fue con el software ProMax y la migración en profundidad con el software GeoDepth (parte de este proceso se observa en la figura anterior No. 38).

### III.2.2 Interpretación de los datos sísmicos.

En el estudio bibliográfico realizado en el inicio del presente trabajo, pudo constatarse las grandes dificultades que entraña, la interpretación sísmica de los complejos conformados por una alternancia de rocas clásticas y carbonatadas imbricados en regiones de ambientes compresivos, como los que caracterizan las áreas de los cinturones de cabalgamiento (ver CAPITULO I).

A escala internacional generalmente son identificados cinco “tipos” principales de interpretación sísmica:

- ✦ Estructural
- ✦ Estratigráfica
- ✦ Petrofísica
- ✦ Para la búsqueda directa de hidrocarburos
- ✦ Para el monitoreo de yacimientos

El principal objetivo de la interpretación estructural, que constituye la modalidad mas tradicional, continúa siendo hoy la elaboración de cortes y mapas de profundidades (Miro, G., 2006).

La interpretación estratigráfica de los cortes sísmicos, presupone hoy la identificación en éstos de los complejos (secuencias) sísmicos correspondientes a diferentes unidades estratigráficas, lo que a menudo posibilita formular importantes hipótesis sobre las condiciones de sedimentación que predominaron en la región dada en épocas pretéritas, con el objetivo de valorar tanto las variaciones estratigráficas como las eventuales acumulaciones de hidrocarburos presentes en el corte, lo cual es de suma importancia en el estudio de los sistemas petroleros.



Las anomalías de amplitudes, frecuencias, velocidades, tiempos de registro y formas de los pulsos, a veces permiten inferir directamente la existencia de distintas acumulaciones de hidrocarburos de interés a partir de los cortes sísmicos (Métodos del Punto Brillante, Punto Plano, Amplitud contra Offset AVO, etc.) lo cual constituye uno de los mayores logros del Método de Reflexión en los últimos años.

Generalmente se realiza la inversión de los tiempos de recorrido para estimar la geometría exterior de los reservorios (inversión estructural) y la inversión de las amplitudes (inversión estratigráfica) para estimar mediante el cálculo de atributos variación de la amplitud con el offset (AVO), mediante el cálculo de cortes pseudoacústicos (postack) diferentes parámetros petrofísicos (presión poral, porosidad y tipo de fluidos presentes).

La interpretación no es ya considerada solamente como la correlación de eventos asociada a los horizontes sísmicos para elaborar mapas estructurales, sino que es también el análisis y la manipulación de los ejes cofásicos y las amplitudes de los eventos contenidos en el volumen de datos para inferir información sobre ambientes de sedimentación, fronteras de secuencias, constitución interna de éstas, propiedades colectoras y estimación de existencia de hidrocarburos. Así mismo la interpretación abarca también el monitoreo sísmico de los yacimientos (Sísmica 4D).

A escala internacional son reconocidas habitualmente las siguientes etapas principales en el proceso de la interpretación sísmica convencional:

1. Estudio del modelo geológico de la región y del estilo tectónico predominante en ella, en base a informes de archivo y consulta con otros especialistas
2. Identificación y marcado de los ejes cofásicos correspondientes a las reflexiones de interés en las secciones correspondientes a las líneas sísmicas adquiridas
3. Calibración geológica de las reflexiones en pozos
4. Amarre de las reflexiones en los puntos de cruce de las líneas sísmicas
5. Trazado de las isolíneas de tiempos
6. Conversión de los datos de tiempos a profundidades mediante velocidades

7. Identificación de altos estructurales (valores mínimos de profundidades) y comparación con datos de otros métodos
8. Identificación de eventuales fallas
9. Identificación de posibles sitios más interesantes para eventuales perforaciones o formulación de recomendaciones sobre nuevos trabajos a realizar en la región
10. Redacción y defensa de informe

La mayoría de las etapas anteriormente referidas fueron abordadas en el marco del desarrollo del presente trabajo como se verá posteriormente.

En el caso de Cuba cobra una gran importancia el estudio de las respuestas sísmicas de los complejos carbonatados localizadas en los principales yacimientos gasopetrolíferos.

Inicialmente se debe señalar que de modo similar a lo que ocurre internacionalmente (ver CAPITULO I) en Cuba, los complejos sedimentarios siliciclásticos-carbonatados-metamórficos imbricados en la complejísima tectónica compresiva propia del cinturón de cabalgamiento norte cubano provocan un cuadro ondular que resulta frecuentemente muy difícil de interpretar sin ambigüedades.

#### III.2.2.1. Análisis de las secciones sísmicas

Para su mejor comprensión se tomo una traza sísmica arbitraria longitudinal este – oeste que corta los pozos horizontales y la gran mayoría de los pozos dirigidos inclinados del yacimiento Vía Blanca – Boca Jaruco (ver Fig. 39),

##### Parte superior del corte

La parte superior del corte que alcanza hasta los 1000 - 1200 m de profundidad, incluyendo al fondo marino, puede ser caracterizada por al menos tres secuencias sismogeológicas identificadas por SS-1, SS-2 y SS-3.

Las secuencias SS-1 y SS-2 están caracterizadas por reflexiones claramente expresadas, generalmente extensas y con frecuencias entre 25-35 Hz, de altas a medias amplitudes. Sus límites contienen altas amplitudes con elementos

sismoestratigráficos como toplap, onlap y downlap, característicos de las discordancias.

Los espesores de estas secuencias oscilan entre 100-500 m, y están asociadas, según los pozos perforados, con las secuencias de rocas postorogénicas que van desde el Reciente hasta el Eoceno Medio.

Seguidamente en algunas zonas, como el centro de la región entre Santa Cruz y Jibacoa Norte, se observa muy bien, el desarrollo de la secuencia SS-3, con reflectores caóticos de alta amplitud que se acuñan hacia Boca de Jaruco, que se corresponde en los pozos con la secuencia de la antes llamada, Formación Vía Blanca, rica en clastos de rocas volcánicas y ofiolíticas y el conglomerado con mayor aporte de calizas y arenitas.

En general para todo el litoral, incluyendo el sector de Varadero, la imagen superior del corte sísmico, expresa muy bien las etapas de sedimentación y los procesos que ocurren en el tiempo, ya sea de desprendimientos, de levantamientos, de transgresiones y regresiones, fenómenos que pueden permitir el estudio del corte en profundidad.

Se nota una separación muy clara en la imagen de toda la parte superior de la inferior del corte, a través de un horizonte sísmico “generalizado”, compuesto por un grupo de reflexiones, continuas a intervalos, en ocasiones con formas onduladas, de altas amplitudes y bajas frecuencias, variables en su espesor, que se representan por la secuencia SS-4, y que en general se corresponde con los sedimentos sinorogénicos de Vega Alta, prácticamente en todos los pozos perforados. Ésta constituye una secuencia sellante de los yacimientos en explotación, cuyas reflexiones son muy evidentes en todo el corte. Estas rocas según el modelo geológico confeccionado (Ver Fig. 46), están presentes también, rellenando la separación entre los pliegues escamas, que componen los apilados de las rocas carbonatadas y como superficie de separación entre un apilado y otro, envolviendo la cuña donde se localiza el reservorio mayormente carbonatado y fracturado.

#### ✚ Parte inferior del corte

La parte inferior del corte se expresa mediante un patrón de imagen variable, pudiéndose observar con cierto grado de seguridad dos secuencias identificadas como SS-5 y SS-6 asociadas a las rocas reservorios (Domínguez, A. H., et al, 2005).

Debe indicarse que el contacto entre SS-5 y las secuencias sobreyacentes puede ser identificado con relativa facilidad debido al cambio abrupto de tipo litoestratigráfico que se experimenta entre ellas (ver Figs. 42, 43 y 44).

Este cambio se expresa en las secciones sísmicas mediante una diferenciación en el patrón de la imagen al apreciarse ésta en la parte sobreyacente como una secuencia muy saturada de ejes cofásicos, es decir, de fronteras sísmicas más o menos intensas, probablemente debido al efecto de la alternancia de litologías terrígenas, carbonatadas etc; en la parte inferior sin embargo, la imagen de SS-5 aparece menos saturada de ejes cofásicos y ocasionalmente más libre de eventos lo que parece estar explicado por su naturaleza clástica con matriz predominantemente carbonatada (conglobrechas calcáreas) con fracturas, que con toda probabilidad propiciarían un patrón menos estratificado y rítmico de reflexiones y ocasionalmente más “transparente” que el que se aprecia arriba. Este tipo de imagen es denominada “humocky” en la sismoestratigrafía secuencial. Aparece prácticamente a lo largo de todo el corte de oeste a este, en sentido horizontal, con espesores aparentes mayores de 600 m (ver Anexo 2, Fig. 46). En la dirección perpendicular se puede distinguir su cierre y culminación. Se observa con muy buena amplitud en la sección horizontal, (Fig. 41). La diferencia en la composición y disposición de los reflectores es muy notable cuando se observa en un cambio de representación (Fig. 40).

El tope de este grupo de reflectores se puede correlacionar sísmicamente, como un horizonte generalizado (amarillo) asociado con el reservorio, productor en prácticamente todos los pozos perforados en el litoral Habana - Matanzas y ser mapeado. Pudo ser calibrado según los pozos re-estudiados, como la nombrada informalmente por los autores de este proyecto “Formación Canasí”, Siendo

definida como la roca almacén, las diferentes litofacies calcáreas de edad Terciaria Paleoceno Superior (ver Fig. 39).

Seguidamente, en sentido vertical, el corte se torna gradualmente más enriquecido de reflexiones, pero con formas más desorganizadas o caóticas y con amplitudes “aparentes” mayores, y es precisamente esta característica lo que permite asociar esta imagen con una nueva secuencia, la SS-6. Según los pozos perforados como los Vía Blanca y otros, esta secuencia puede ser asociada con el primer apilado del Grupo Veloz. Los reflectores se agrupan y muestran las formas de los pliegues escamas de las rocas carbonatadas cuyas rampas frontales y laterales están representadas por las reflexiones fuertes, (descritas más arriba) asociadas a las rocas clásticas de Vega Alta. El despegue principal del primer apilado se observa claramente en todas las líneas mostradas, por lo que ha sido mapeado con seguridad en todo el volumen (Domínguez, A. H., et al, 2005) lo que se muestra también en el anexo 1. Estas rampas han sido de mucha utilidad, pues han permitido delimitar el cambio del rumbo de las estructuras por la dirección de las fallas de cabalgamiento. El límite entre las secuencia SS-5 y SS-6, o sea, entre la Formación Canasí y las rocas carbonatadas del Grupo Veloz es un horizonte sísmico llamado “fantasma”, pues es un cambio de imagen y no una reflexión clara y bien expresada. El cambio entre una y otra secuencia se observa gradualmente (SS-5 y SS-6) en algunas áreas por sísmica, aunque esta frontera se puede seguir cuando hay amarre con pozos perforados.

Se utilizó el software VoxelGeo para lograr una mayor visualización y correlación de los horizontes en el procesamiento de los cubos de sísmica 3D. (Fig. 40 es un ejemplo de ella).

Un comportamiento análogo de las secuencias sísmicas al anteriormente descrito, ha sido identificado en otras regiones del mundo como fue referido en el Capítulo I de la presente tesis.

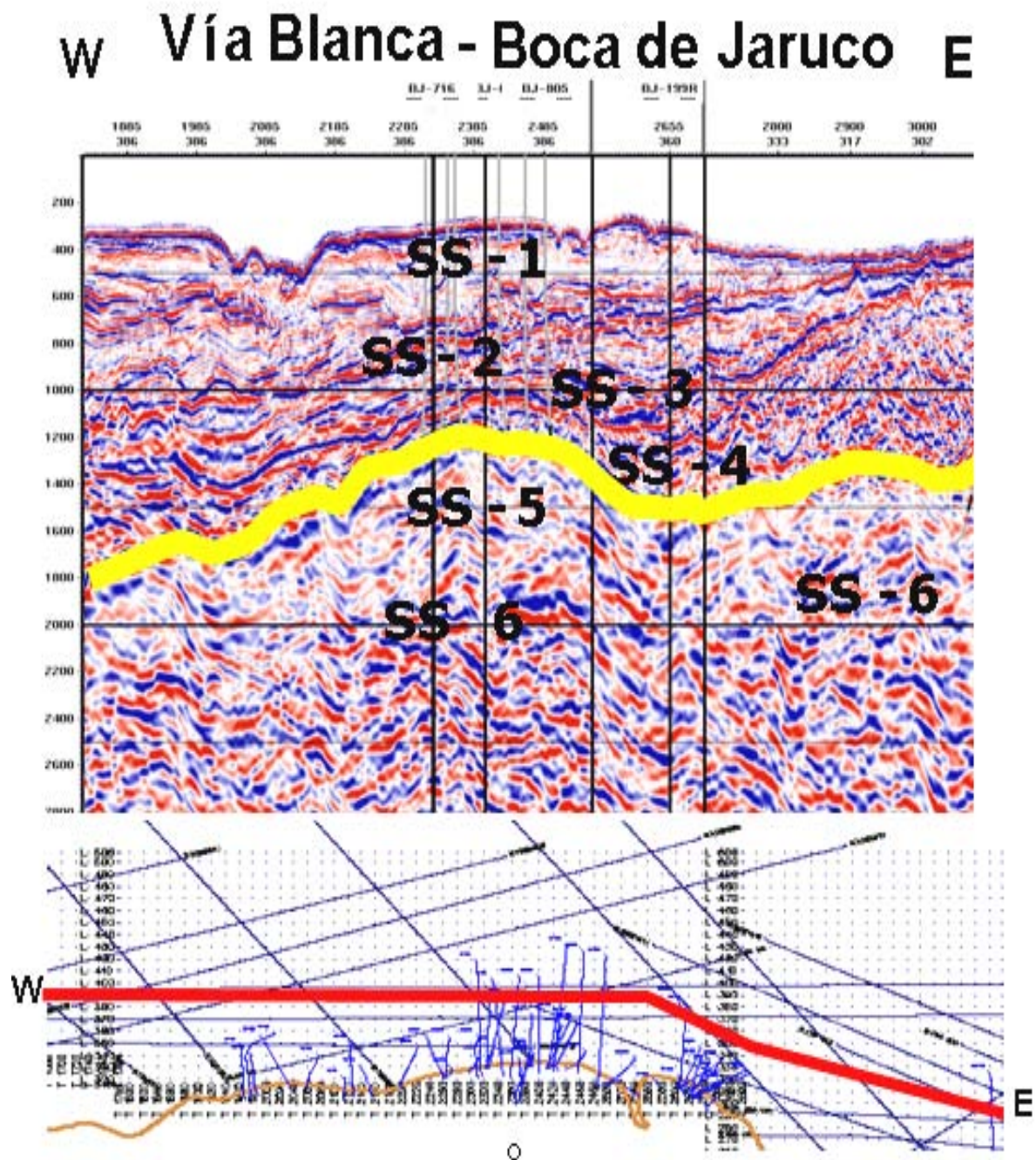


Fig. 39: Corte sísmico generalizado W – E, área patrón Vía Blanca - Boca de Jaruco. El horizonte correlacionado amarillo representa el tope de la Formación Canasí. Según: Domínguez, A. H., et al, 2005.



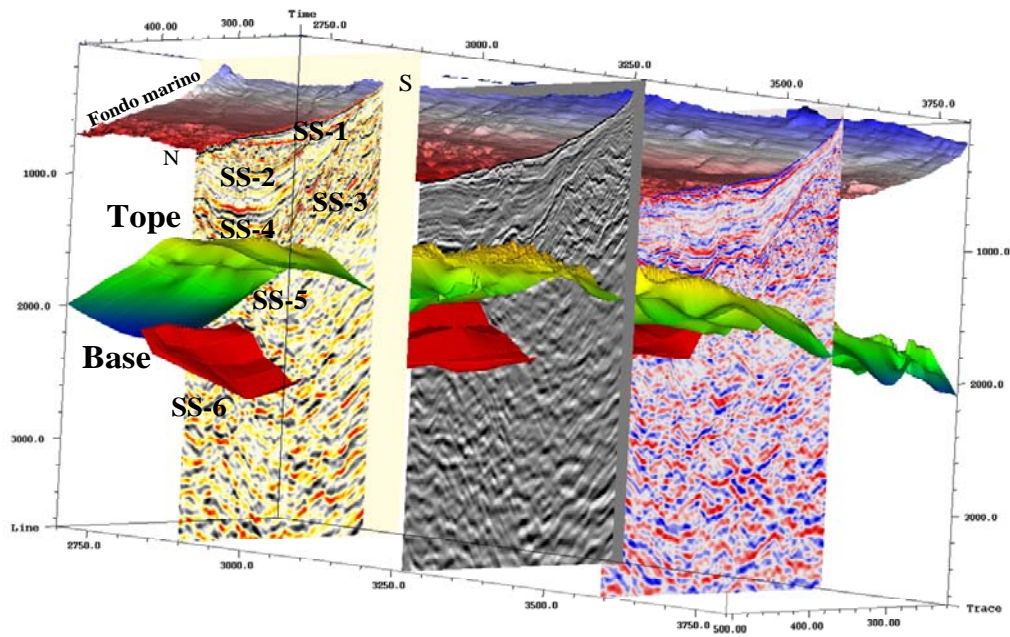


Fig. 40. Diferentes tipos de imagen sísmica que muestran que se mantienen los atributos típicos que caracterizan la Formación Canasí, como por ejemplo reflectores caóticos y opacos que con el apoyo del software Voxelgeo (en amarillo y verde tope, y la base en rojo). Según: Domínguez, A. H., et al, 2005.

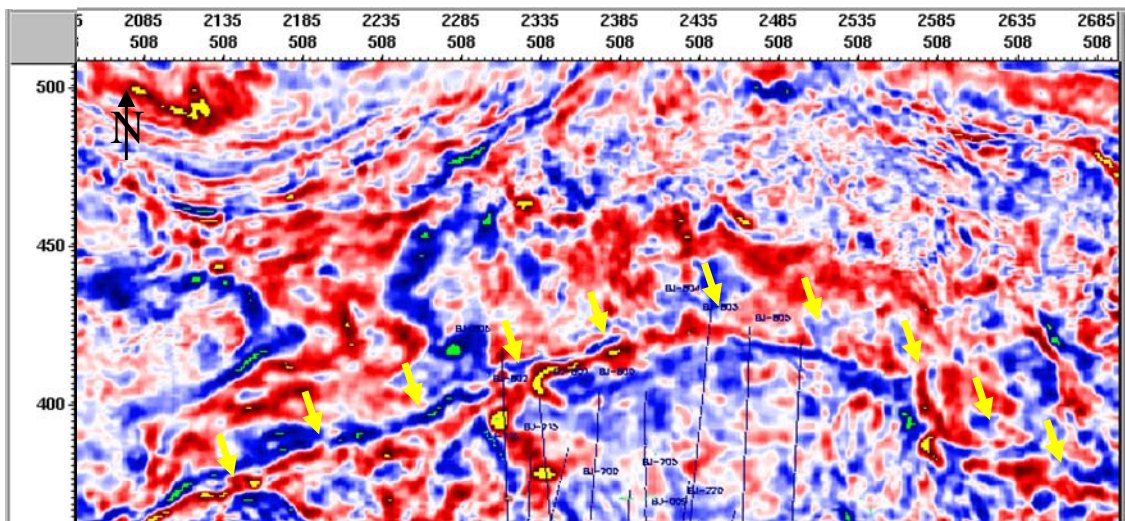


Fig. 41: Sección horizontal para el yacimiento Vía Blanca - Boca de Jaruco a la profundidad de -1250m (flechas amarillas indican el frente del desarrollo horizontal de la Formación Canasí y los trazos finos la trayectoria de los pozos horizontales e inclinados dirigidos hacia la cúpula de la estructura). Según: Domínguez, A. H., et al, 2005.



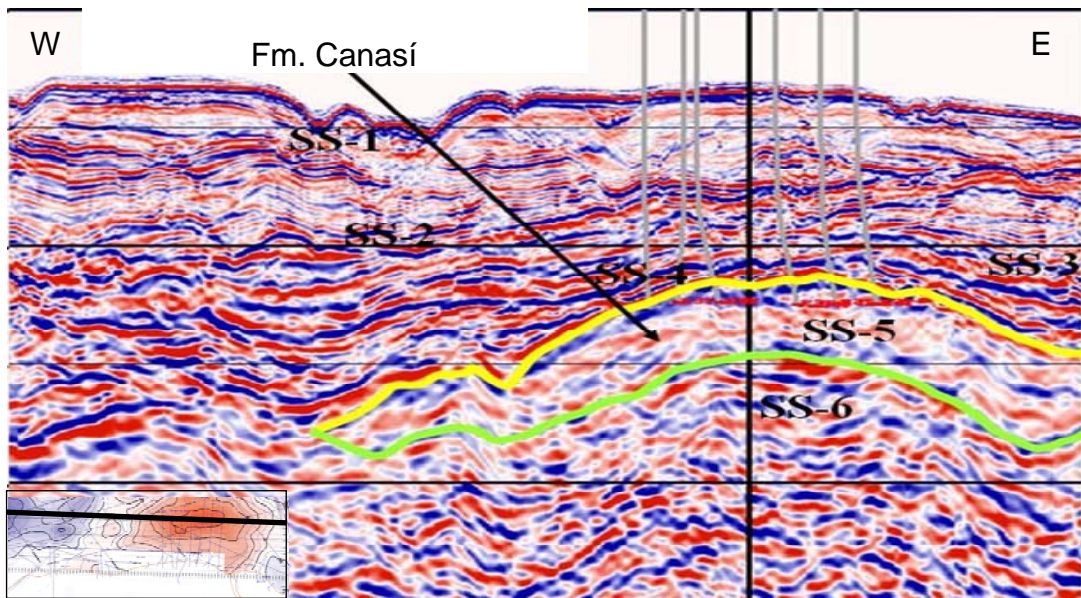


Fig. 42: Sección sísmica (W-E) obtenida en Vía Blanca - Boca de Jaruco donde se identifica el reservorio correspondiente a la Formación Canasí (SS-5). En amarillo el tope y en verde la base. Según: Domínguez, A. H., et al, 2005.

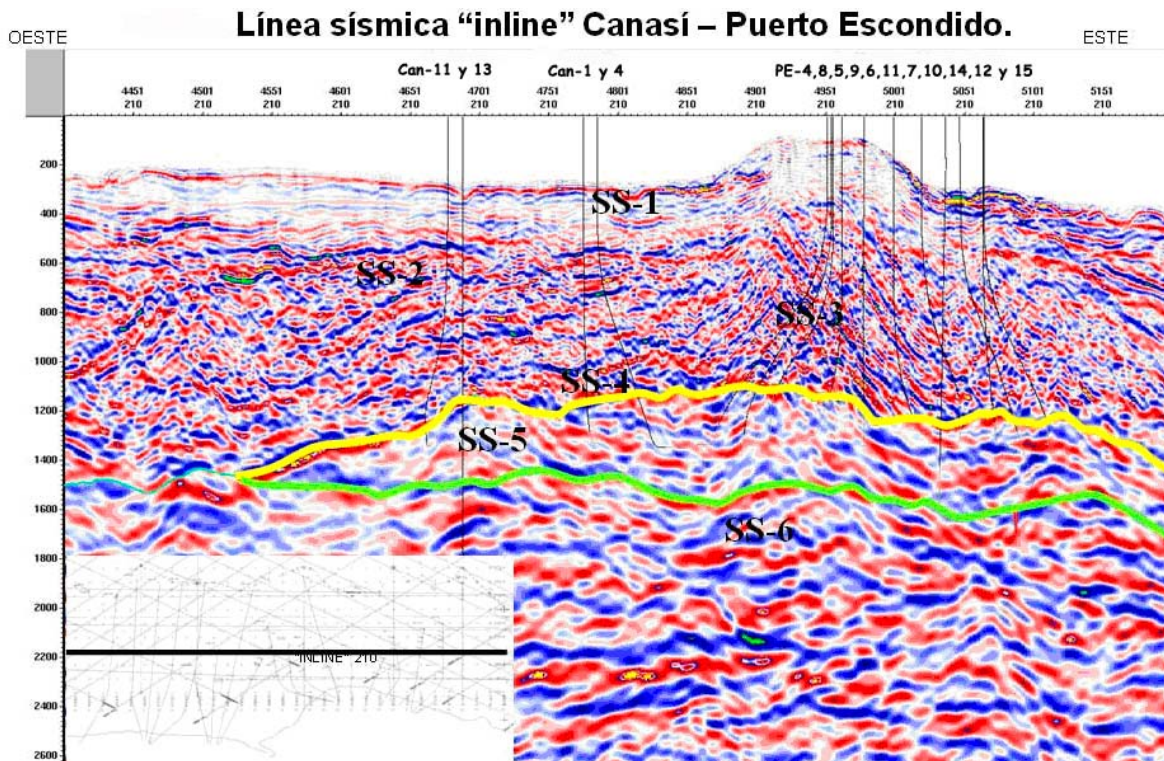


Fig. 43: Sección sísmica (O-E) obtenida en la región objeto de estudio donde se identifica el reservorio de la Formación Canasí (SS-5). Según: Domínguez, A. H, et al, 2005.



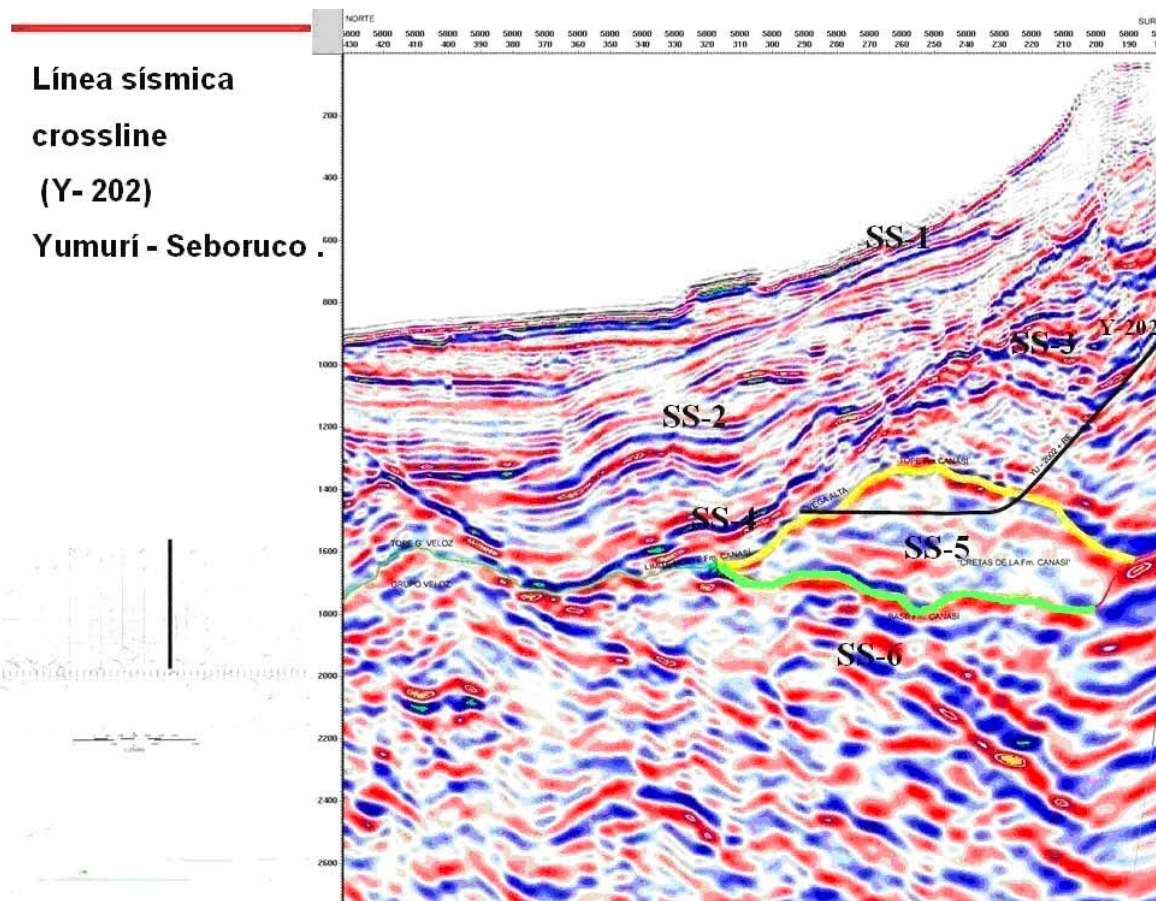


Fig. 44: Sección sísmica (N-S) obtenida en la región objeto de estudio donde se identifica el reservorio de la Formación Canasí (SS-5). Según: Domínguez, A. H., et al, 2005.

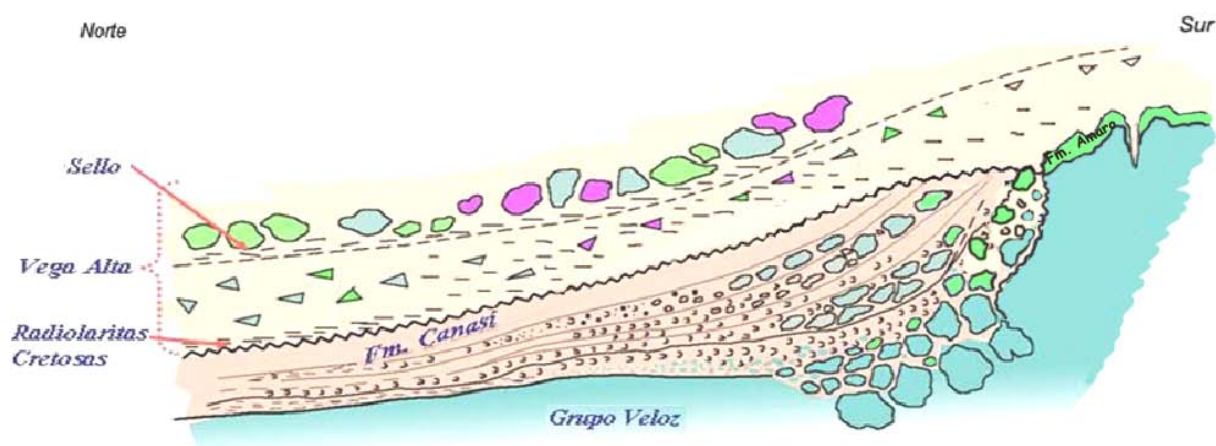


Fig. 45: Modelo deposicional esquemático de la región objeto de estudio. Según: Fernández, J., y Esteban, M., 2005. Tomado del Proyecto 2612. Archivo CEINPET, Cuba.

### III.3. Modelo Geológico – Geofísico

Está constituido por pliegues escamas que varían desde 300 m hasta los 500 m de ancho y todos en su conjunto forman apilados con dimensiones de 5 a 10 km. de largo por 0.8 a 3.5 y en determinados yacimientos hasta 5 km. de ancho (considerando las dimensiones del primer apilado de Veloz) ver Fig. 46. Con un espesor petrolífero que varía desde de los 500 m en las escamas más sureñas hasta valores de 200 m en los pliegues del norte, en dependencia de los niveles de contacto agua petróleo.

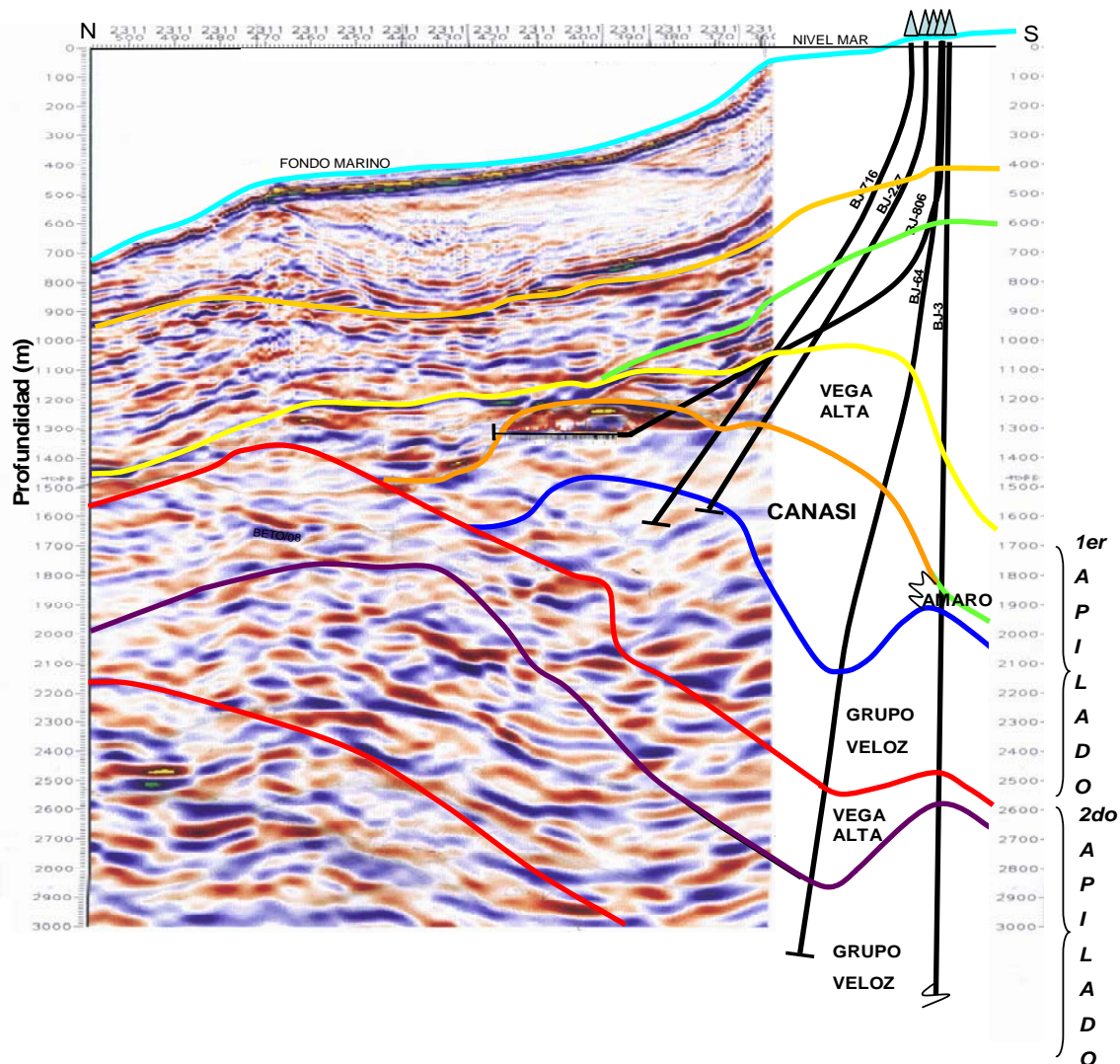


Fig. 46: Modelo sismogeológico por la línea 3D migrada antes de la suma en profundidad. Calibrado con varios pozos del área patrón Boca de Jaruco. Según: Domínguez, A. H., et al, 2005.

Los pliegues tienen su tope en el orden de los -1200 m a -1450 m. Los ángulos de buzamientos de los flancos de los pliegues varían entre 70- 75° (flanco sur) y de 10 – 45° en su flanco norte. Los planos de estratificación de las litofacies buzán generalmente con ángulos fuertes en el orden de los 70 – 80°,

#### III.4. Las velocidades sísmicas.

El conocimiento del campo de velocidades sísmicas que caracteriza al corte geológico en cualquier región, es de fundamental importancia para poder evaluar las profundidades, buzamientos y ubicaciones de los horizontes de discontinuidad de las propiedades elásticas mediante los métodos de prospección sísmica, los que como muestra la experiencia, muchas veces se hallan estrechamente relacionados con importantes horizontes geológicos (Miro, G., 2002).

La intensidad de las reflexiones asociadas al límite entre SS-5 y el medio sobreyacente (“horizonte amarillo”) puede ser evaluada aproximadamente calculando el valor del Coeficiente de Reflexión, que expresa la magnitud del contraste de velocidades, asociado a esta frontera mediante la formula:

$$K \approx \frac{V_2 - V_1}{V_2 + V_1}$$

Debido a que en el caso en estudio  $V_2$  puede ser estimada como aproximadamente igual a 2600 m/s y  $V_1$  puede ser estimado como 2800 m/s, el coeficiente K toma el valor 0.037, cuyo valor de acuerdo a la experiencia existente, generalmente da lugar a la formación de reflexiones relativamente intensas.

Con relación a la “base” de SS-5 (“horizonte verde”) no puede decirse lo mismo, ya que como se aprecia en la figura 39 ésta no puede ser identificada con nitidez, al parecer por variar las velocidades gradualmente entre SS-5 y SS-6 y también considerando que aquí el contraste litológico es menor con relación al anteriormente referido, por tratarse ambas secuencias de rocas carbonatadas, si bien con características propias.

Las secuencias SS-5 y SS-6 en rasgos generales se diferencian de las sobreyacentes atendiendo a los siguientes índices dinámicos de las reflexiones:

- ✦ Amplitudes
- ✦ Frecuencias predominantes
- ✦ Saturación y morfología de los ejes cofásicos

#### III.4.1. Amplitudes

Resulta significativo que aparentemente las amplitudes de los eventos aumentan aquí en relación con las que parecen predominar en la parte superior. Esto pudiera ser explicado atendiendo tanto a un incremento de los Coeficientes de Reflexión en dirección descendente (tal vez por contactar en esa dirección medios cada vez más contrastantes desde el punto de vista petroacústico) como por el aumento gradual a que son sometidos los coeficientes de amplificación durante la etapa del procesamiento a fin de poder visualizar no sólo los eventos mas someros sino también los mas profundos, los que, como es conocido, se caracterizan por presentar amplitudes descendentes con el incremento del tiempo de registro.

#### III.4.2. Frecuencias predominantes

Es significativo un aparente cambio de la frecuencia predominante de los eventos sísmicos en la parte inferior del corte (donde ésta es más baja) con relación a la superior, lo que se aprecia a simple vista.

Es de significar que aunque ésto constituye una tendencia normalmente observada en las secciones sísmicas con el incremento del tiempo de registro debido a los efectos de absorción gradual que sufren las componentes de más altas frecuencias que componen el espectro de las ondículas, en la región que nos ocupa este efecto parece observarse con marcada intensidad y nitidez, lo que tal vez pudiera estar asociado a una absorción acentuada en la parte inferior del corte, debido a existencia de porosidad secundaria en las rocas sedimentarias del tipo de las conglobrechas que componen éste.

#### III.4.3. Saturación y morfología de los ejes cofásicos

A simple vista parece observarse que en general la parte superior del corte presenta una densidad mucho mayor de ejes cofásicos con relación a la inferior, lo

que constituye otro indicador para la diferenciación de ambas partes del corte sismogeológico.

La secuencia SS-5 se diferencia muy bien de las sobreyacentes posiblemente debido al cambio en la composición de los paquetes litoestratigráficos respectivos el que se expresa en los parámetros sísmicos, al estar aquellas asociadas a medios predominantemente terrígeno-carbonatados, mientras que la SS-5 está vinculada a conglobrechas calcáreas con matriz de creta, con determinado grado de facturación; debido a ésto, esta última secuencia aparece constituida por ejes cofásicos de reflexión generalmente menos continuos y algo más tenues que los que componen las secuencias sismoestratigráficas sobreyacentes (ver Fig. 39).

De este modo, la secuencia SS-5 se manifiesta como un intervalo con más escasos ejes cofásicos, dando lugar a una imagen relativamente opaca, como ya fue anteriormente referido, que no puede ser explicada atendiendo al procesamiento realizado.

### III.5. Calibración geológica

A partir de la realización de los pasos de la elaboración de los datos sísmicos, hay que realizar “la traducción” a términos geológicos (conocida habitualmente como “interpretación geológica”) de los resultados, para aclarar los elementos del sistema petrolero.

La interpretación moderna integra elementos de ciencia, tecnología, ingeniería e incluso arte (Herron, A. D., 1999).

La calibración geológica de los datos sísmicos fue realizada en los siguientes pozos ubicados en la región objeto de estudio, utilizándose las columnas litogeofísicas y registros de los pozos profundos Boca de Jaruco 3, 9, 64, 500 y 501 y 501 Re-entry. Se incluyó el estudio de los pozos dirigidos Boca de Jaruco 221, 224, 217, 225, 222 A, 223, 229, 231, 220, 328, 321, 700, 705, 730, 715 y 716.

También fueron localizados y revisados los restos de núcleos de los pozos Boca de Jaruco 3, 5, 9, 30, 35, 64, 217, 321, 328, 700, 715, 722 y Vía Blanca 104. Esos restos fueron re-estudiados y fotografiados, realizándose nuevas secciones delgadas y lavados micropaleontológicos.



La caracterización de las litofacies por cuttings se centró en los BJ 800s, el VB 400 y el BJ 501 Re.

Todos estos datos fueron amarrados y correlacionados con la sísmicas 2D, en una primera etapa y 3D en la etapa concluyente.

Tabla 3: Identificación del patrón de la imagen sísmica en los sitios de ubicación de los pozos más representativos por contar con registros, cutting y núcleos.

Secuencia Sismoestratigráfica	Calibración litoestratigráfica en pozos	Patrón típico de la imagen sísmica	Observaciones
SS-4	Arcillas Vega Alta BJ-3, 9, 64, 500. Núcleos, registros y cuttings 800s	Alta Amplitud Baja frecuencia. Reflectores con buena expresión dinámica	Reflectores ondulados y continuos por tramos, bien expresados
SS-5	Conglobrechas Canasí BJ-3, 9, 64, 500. VB - 400. Núcleos, registros y cuttings 800s	Amplitudes y frecuencias de media a bajas. Reflectores caóticos	Reflectores agrupados por paquetes y prevalece la opacidad
SS-6	Carbonatos del Grupo Veloz BJ- 3, 9, 64, 500. VB - 400. Núcleos, registros y cuttings 800s	En general amplitudes son altas. Reflectores agrupados por paquetes	Grupos buzando con cierta orientación con ángulos medios a altos, reflectores gruesos

Resumiendo lo antes expuesto puede señalarse que como resultado de las calibraciones realizadas fue confeccionada la Tabla 3 en la que se exponen las características típicas que se identifican para el cuadro sísmico registrado en esta región.



Como resumen de este análisis se puede concluir que una de las posibles explicaciones sobre la causa de que la secuencia sismogeológica SS-5 se manifiesta como comparativamente menos saturada de ejes cofásicos con relación a las adyacentes (lo que sirve como criterio para su identificación) consiste en que adicionalmente a que la misma debe presentar una menor interestratificación horizontal como fue anteriormente referido, ella está constituida por crestas fracturadas con propiedades de reservorio y por lo tanto aquí se debe producir una mayor absorción de la energía elástica y un cambio de impedancia por encima de este horizonte, es decir en la base del paquete correspondiente a la Formación Vega Alta. Los resultados cuantitativos obtenidos referidos anteriormente parecen confirmar este resultado.

### III.6. La resolución sísmica

En el curso del presente trabajo se considera necesario calcular la resolución sísmica que cabe esperar, ya que como es conocido de este parámetro depende la posibilidad de registrar por separado el techo y el piso de una capa dada o en su lugar obtener un patrón de interferencia.

Según cabe esperar, si el espesor de la capa es igual o mayor que  $\frac{\lambda}{4}$  la misma podrá ser identificada como tal en el corte sísmico (Sheriff, R. E., 1995).

En este caso, para los valores de velocidades (2400-3000 m/s) y de frecuencias predominantes (25-30 hz) de las señales en la capa objeto de estudio, se tiene que los valores de  $\lambda$  oscilaran entre 68-120 m; de ahí que se puede concluir que tal situación debe resultar favorable para la resolución de la capa correspondiente al reservorio de la Formación Canasí en el corte sísmico, ya que a la misma se le atribuyen en el área de estudio espesores aparentes mayores de 600 m (ver Anexo 2).

### III.7. Verificación del patrón establecido en las áreas de aprendizaje

A fin de verificar la confiabilidad para el pronóstico del patrón establecido en las áreas de aprendizaje, se procedió a analizar las características de la imagen

sísmica en otros sitios de la región investigada donde hubieran sido perforados otros pozos profundos de exploración. Los resultados de este análisis aparecen expuestos en la Tabla 4. Ver también las figuras 47, 48, 49 y anexo 1.

Tabla 4: Resultados de la verificación de los patrones establecidos en los pozos Jibacoa 100 y Jibacoa 1X (rocas predominantemente arcillosas, Formación Vega Alta).

Secuencia Sismoestratigráfica	Patrón típico de la imagen sísmica	Calibración litoestratigráfica
SS-4	Alta Amplitud Baja frecuencia. Reflectores coherentes,	Arcillas Vega Alta Jibacoa 1X, Jibacoa 100
SS-5	Amplitudes y frecuencias media, con cierta opacidad	Conglobrechas Canasí Jibacoa 100
SS-6	En general amplitudes altas. Pequeños paquetes agrupados formando pliegues.	Carbonatos Veloz Jibacoa 100

Como resultados del análisis de la tabla 4, pudo concluirse que los patrones identificados en la imagen sísmica, efectivamente, resultan confiables para la delimitación en ésta del reservorio asociado a la Formación Canasí.

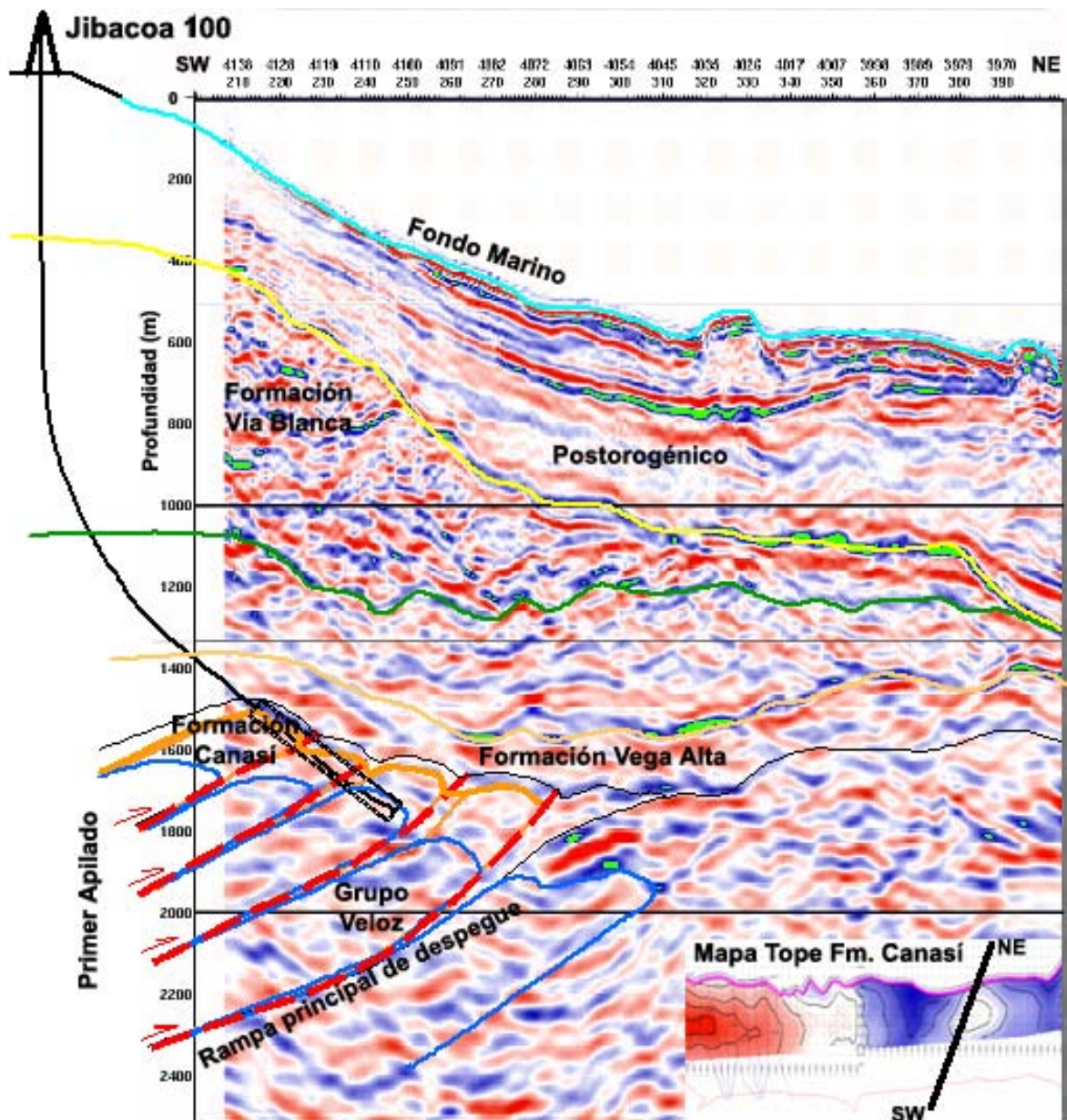


Fig. 47: Interpretación de la línea sísmica arbitraria paralela al caño del pozo perforado hacia el alto estructural Jibacoa Norte, atraviesa la Formación Canasí (amarillo orcre) los primeros dos pliegues y penetra en el tercero en el Grupo Veloz (en azul). Abajo a la derecha (sección del Mapa Estructural) aparece la estructura Jibacoa Norte y la ubicación de la proyección del perfil sísmico presentado, paralelo al caño del pozo. El rectángulo negro y discontinuo indica el intervalo de registro que se muestra en la Fig. 48. Según: Domínguez, A. H., et al, 2007.

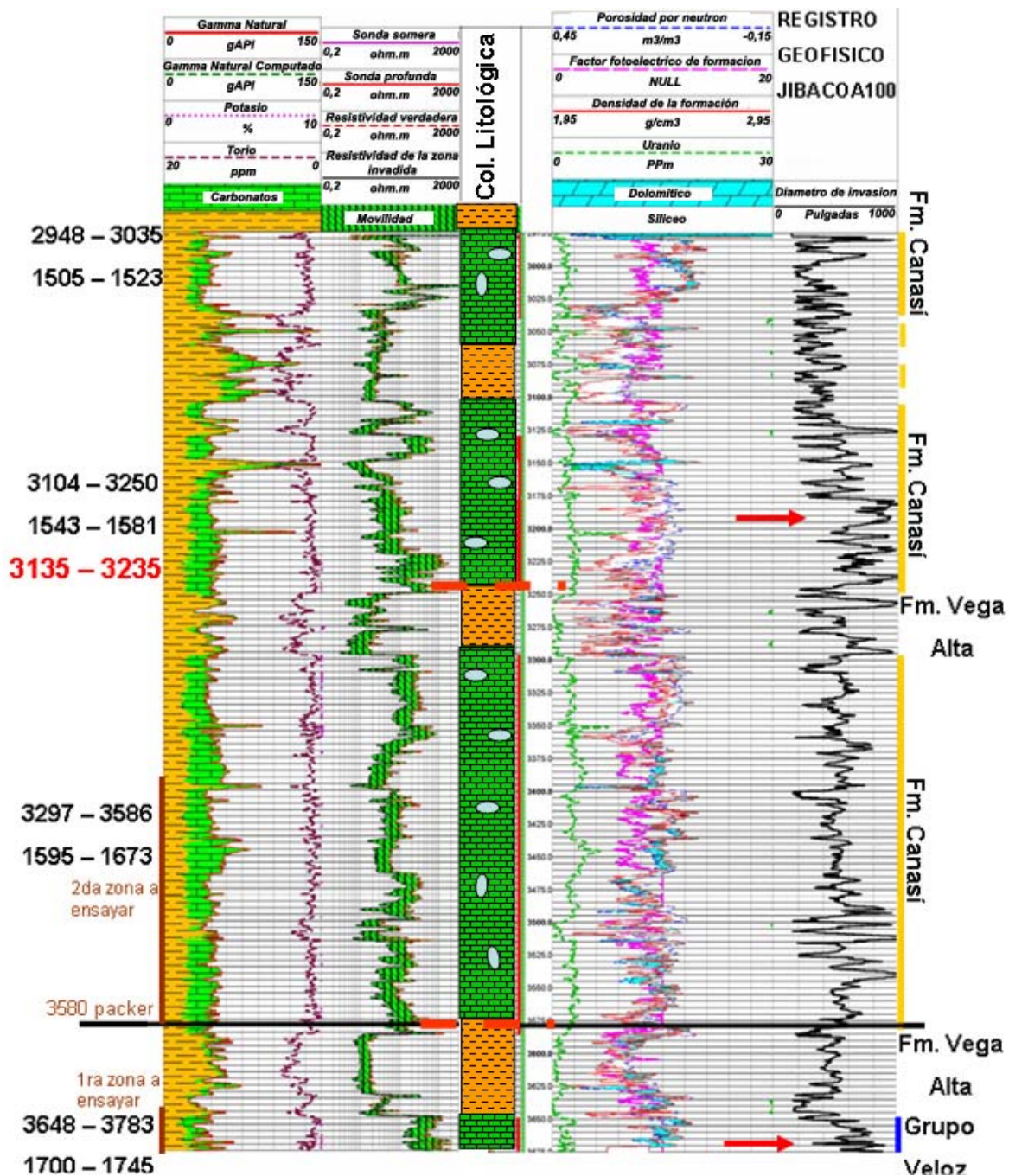


Fig. 48: En la parte central de la figura se muestra la columna litológica atravesada durante la perforación e interpretación de los registros geofísicos de pozos, ubicados a ambos lados del mismo complejo de registros geofísico. De izquierda a derecha se observan tres complejos de registros: el primero compuesto por registros radiactivos (gamma, torio, potasio), segundo formado por registros de resistividad aparente (se puede obtener la invasión del lodo, movilidad del fluido,



zona con las mejores propiedades colectoras), tercero, registros neutrónico (densidad de la formación, porosidad) y un cuarto registro a la derecha que muestra el diámetro de invasión del lodo. Las flechas rojas indican las posibles zonas con mejores propiedades colectoras. Según: Domínguez, A. H., et al, 2007.

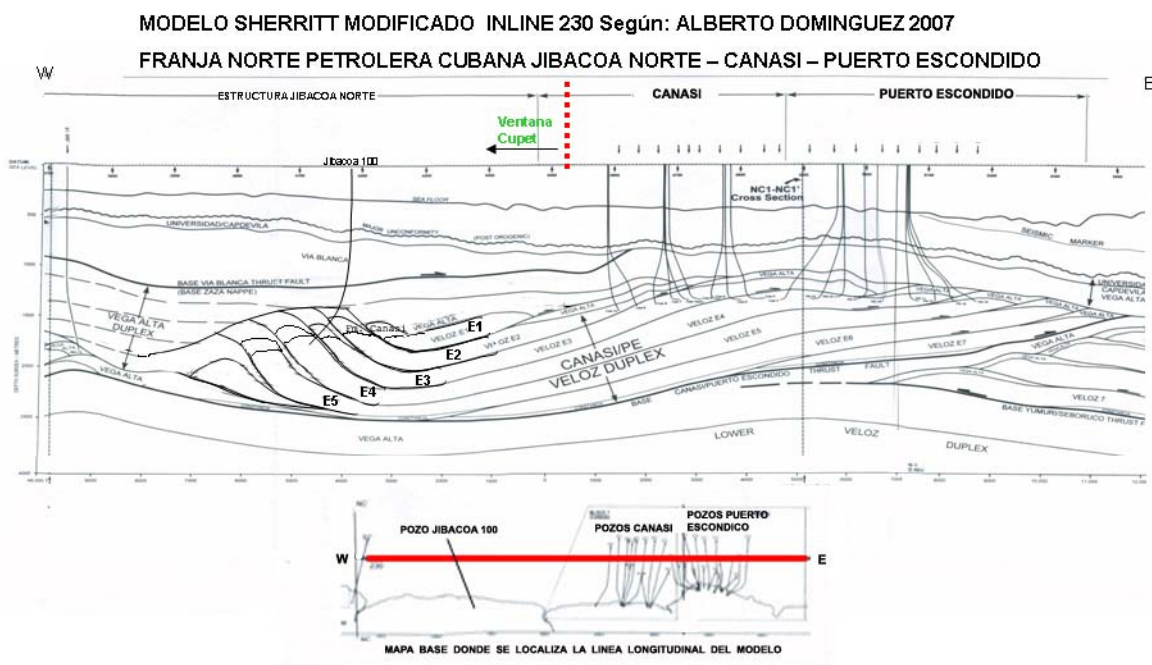


Fig. 49: Propuesta al modelo del área Jibacoa Norte al corroborarse el alto estructural del resultado de la interpretación geólogo - geofísica, durante la perforación del pozo Jibacoa 100, atravesando la Formación Canasí. Esta área con anterioridad fue interpretada como una zona de cuenca. Tomado de Sherritt, 2004, y modificado por Domínguez, A. H., et al, 2007. Archivo CEINPET, Cuba.

### III.8. Extrapolación del área patrón

Una vez identificado el patrón de la Formación Canasí se procedió a la extrapolación del mismo. En lo que al área objeto de estudio se refiere, es de destacar que la imagen sísmica a lo largo de todo el litoral y siguiendo la dirección longitudinal de las estructuras, se puede observar en la línea (Fig. 50). En esta figura se aprecia la correlación sísmica realizada por el tope de la Formación Canasí (en amarillo) y las distintas secuencias sismogeológicas desde SS-1 hasta SS-6. En esta línea en sentido vertical se identifican claramente dos tipos de imágenes como se observa a continuación:

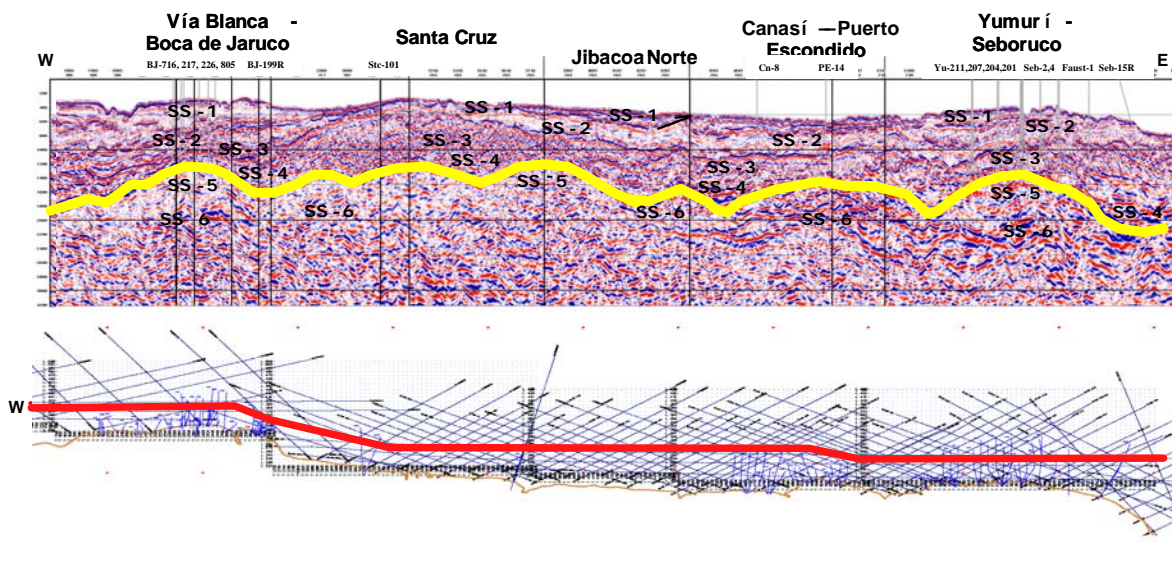


Fig. 50: En la parte superior de la figura se aprecia la correlación sísmica realizada por el tope de la Formación Canasí (horizonte amarillo), extrapolando la imagen patrón hacia las demás áreas al Este y las distintas secuencias sismogeológicas desde SS-1 hasta SS-6, en la parte inferior mapa base de la región investigada y ubicación de la línea sísmica arbitraria mostrada (en rojo). Según: Domínguez A. H., et al, 2005.

Por otra parte debe indicarse que la sísmica 3D constituyó una herramienta de inestimable valor para la extrapolación del área y volumétrica de las fronteras asociadas al reservorio de la Formación Canasí. Solo con la sísmica 3D se pudo extrapolar hacia las áreas colindantes a la Franja Norte de Crudos Pesados, extendiéndose hasta el Este del yacimiento de petróleo Yumurí – Seboruco.

### III.9 Geofísica de pozos.

A continuación se expone una síntesis de los principales resultados geofísicos de pozos concernientes a la Formación Canasí derivados principalmente de la consulta del trabajo (Castro, O., et al, 2005).

A principios de los años 2000, en los pozos horizontales del incipiente yacimiento Canasí, se comenzaron a obtener muestras con características diferentes al reservorio conocido del Grupo Veloz (Cretácico Inferior neocomiano – Jurásico Inferior tithoniano - kimmeridgiano). Éstas se ubicaban en el Terciario (Hernández,

J., y Fernández, J., 2003) y sin embargo constituían también rocas almacén para hidrocarburo.

En un principio se pensó que podía deberse a una estructura no alcanzada hasta el momento. Estas rocas estaban compuestas en general por conglobrechas calcáreas, grauvacas, pedernales, distinguiéndose por una matriz de creta con abundante cocolitos. Al aumentar la información en sucesivos pozos perforados, incluso en otros yacimientos cercanos, se consideró necesario realizar un estudio en detalle de los mismos para reevaluar el modelo geológico hasta ese momento considerado.

Ésto motivó un estudio en varios yacimientos gasopetrolíferos de la Franja Norte Cubana (Vía Blanca - Boca de Jaruco, Canasí - Puerto Escondido, Yumurí-Seboruco), a fin de demostrar la existencia o no de estos reservorios en la parte terrestre explorada en los mismos y de existir, la ubicación de estos sedimentos Terciarios de la Formación Canasí.

El estudio de estos sedimentos en los pozos verticales y algunos con cierta inclinación, ubicados en las partes más meridionales de los yacimientos, se realizó a partir de una fuente de información diferente a la que poseen los pozos donde fueron encontradas dichas secuencias y con las cuales se pretendía comparar:

- ✚ Información detallada de los núcleos, (litología, edad, petrofísica) abundantes en los pozos verticales y complementando con las muestras de canal.

- ✚ Caracterización de las Electrofacies, a partir de un complejo de métodos reducido, de épocas anteriores (obtenidos con equipos de manufactura soviética), donde sólo se cuenta con registros de resistividad, en su variante como sonda gradiente y otra potencial; el potencial espontáneo; los radioactivos de gamma natural para la diferenciación litológica y neutrón gamma como método de porosidad; el Cáliper para conocer el estado del diámetro de pozo.

- ✚ Fueron también estudiados minuciosamente numerosos informes de pozos existentes en los archivos del Centro de Investigaciones del Petróleo y las Empresas de Perforación y Extracción de Petróleo.

Para analizar estos pozos y dada la gran extensión del área, se trazaron perfiles, de forma que se cubriera el estudio de Oeste a Este y de Sur a Norte (para



correlacionar con los horizontales posteriormente) tratando de seleccionar como claves, a aquellos pozos que tuviesen una abundante información litológica.

Las características comunes en los registros de pozo permitieron dividirlos en varios elementos (ver Fig. 51) que correspondieron a litofacies que no aparecieron en dichos pozos horizontales: *conglobrechas proximales* y *conglobrechas calcáreas con matriz de creta*. Este descubrimiento ayudó en gran medida a la comprensión de la evolución geológica o completamiento del modelo propuesto.

✚ Elemento 0: Valores muy bajos de Resistividad y Neutrón Gamma; el Potencial Espontáneo positivo, el Gamma Natural de medio a alto y el Caliper aumentado. Estas características tan propias de secuencias impermeables, corresponden en todos los casos con la Formación Vega Alta (sello regional).

✚ Elemento 1: Es un paquete que se muestra irregular en todos los registros; la R de baja a media en picos al igual que el Neutrón Gamma; el Potencial Espontáneo sobre lo positivo, muy variable; el Gamma Natural medio apenas presenta diferencias con el sello que lo antecede y el Cáliper muestra derrumbe. Se relaciona con la litofacie de *Conglobrecha proximal* integrada por intercalaciones dislocadas de brechas calcáreas con fragmentos de calizas bandeadas, arcilla gris o negra algo calcárea, fragmentos limolíticos y fragmentos de wackestone bandeado por bitumen.

✚ Elemento 2: Se distingue por presentar bloques de Resistividad y Neutron Gamma con valores de medios a altos, separados por intervalos de muy poco espesor donde disminuyen (ya sea de forma abrupta o relativa) los mismos, además de los contrastes que se presentan en el Potencial Espontáneo y Gamma Natural. Es precisamente en estas capas de baja R dónde, si se había cortado núcleos, aparecían edades más jóvenes, litologías de areniscas, brechas sedimentarias, presencia de cocolitos de matriz de creta muy negra impregnada, uniendo fragmentos del reservorio Neocomiano- Jurásico del Grupo Veloz datados como Cretácico Inferior del Hauteriviano al Berriasiano; éstos lo forman wackestone más o menos arcilloso con lentes de pedernal y argilita negra bituminosa unidos por una matriz más joven de cretas con cocolitos o cámaras de planctónicos. Se asocia con la *conglobrecha calcárea*.

✚ Elemento 3: Presenta mayor homogeneidad que la anterior, en este caso, los bloques con Resistividad, Neutrón Gamma, Gamma Natural elevado y Potencial Espontáneo negativo, se ven separados por espesores muy pequeños con valores positivos del Potencial Espontáneo y mínimos de Gamma Natural, Neutron Gamma y Resistividad; al igual que en el caso anterior estas inflexiones se asocian generalmente a rocas unidas por matriz negra de cocolitos, rocas muy brechadas y argilíticas. Son parte también de las *conglobrechas calcáreas*; la diferencia estriba en que los bloques se datan como Cretácico Inferior Berriasiano Valangianiano, extendiéndose en ocasiones hasta el Jurásico Superior Tithoniano. Otras electrofacies definidas en estos pozos como la 4, 5 y 6 pertenecen al Grupo Veloz, específicamente a las formaciones de Cifuentes profundo y somero del Jurásico Tithoniano y Kimmeridgiano respectivamente de la Formación Cifuentes. Los reservorios del Terciario son de carácter secundario debido a los procesos diagenéticos y tectónicos a los cuales fueron sometidos, por lo que las porosidades son de tipo complejo. Es interesante observar que la abundante microporosidad presente en la matriz de **C**reta, en ocasiones puede actuar como roca almacén.

#### III.9.1. Comparación de los Elementos del Terciario con el Grupo Veloz:

Correspondencia de los elementos con las formaciones en base a la caracterización de las electrofacies:

- ✚ Elemento 0 corresponde con la Formación Vega Alta (sello)
- ✚ Elemento 1 con la Formación Amaro.
- ✚ Elemento 2 con la Formación Morena.
- ✚ Elemento 3 con formaciones Ronda y Cifuentes profundo.
- ✚ Elemento 4 con Formación Cifuentes profundo, valores de Resistividad y Neutron Gamma bajo.
- ✚ Elemento 5 (Cifuentes profundo Tithoniano) presenta un comportamiento parecido en los registros al Elemento 3, sólo diferenciándose en el Gamma Natural más elevado y el Potencial Espontáneo irregular.
- ✚ Elemento 6 que corresponde con la Formación Cifuentes somero del Kimmeridgiano.

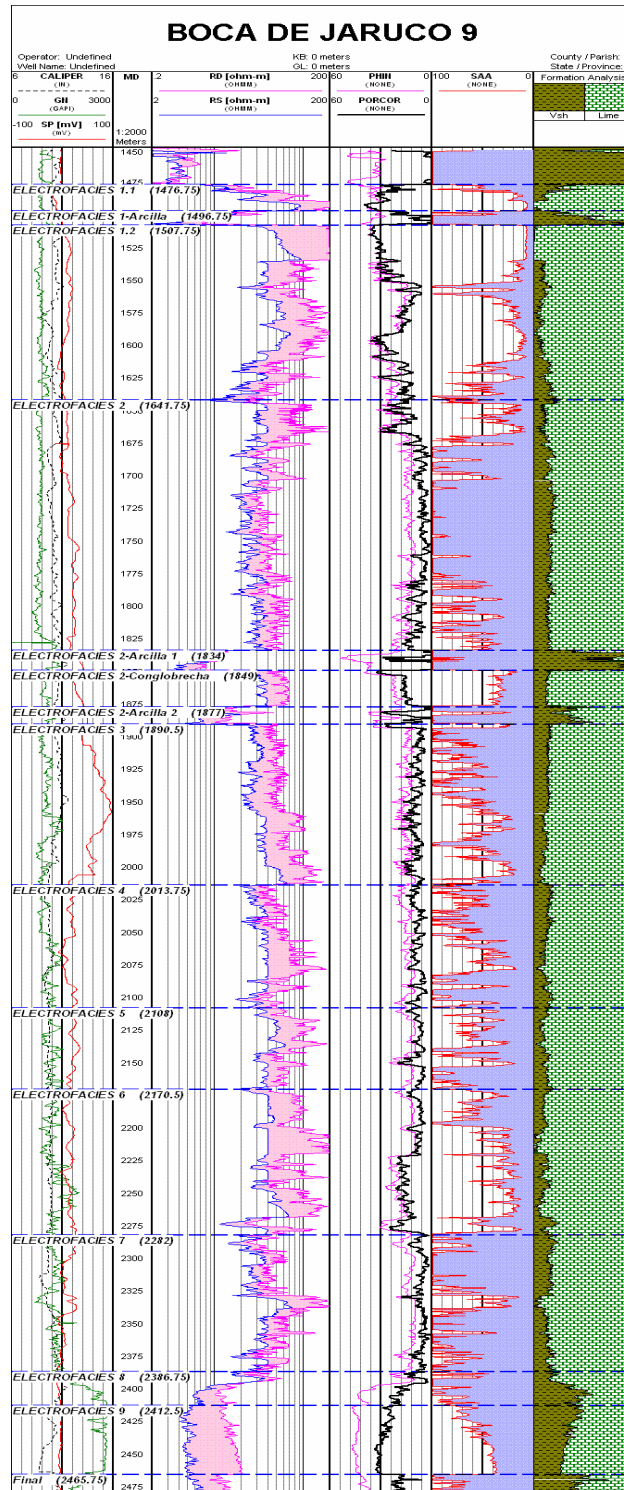


Fig. 51: Corte geofísico del pozo Boca de Jaruco 9, inclinado y dirigido hacia la zona norte marina, dividido en las distintas electrofacies. Según: Castro, O., et al, 2005.

Desde el punto de vista petrofísico presentan mejores propiedades las rocas del Terciario, tanto en porosidad como en permeabilidad con respecto a las rocas del Grupo Veloz. Ésto se evidencia numéricamente, ya que las rocas del Terciario presentan valores de porosidad total mayores del 12 % aproximadamente, mientras que las de Grupo Veloz son mucho menor de 10%. Además a las rocas del Terciario se asocian las mayores producciones de hidrocarburo.

De este modo puede apreciarse que al igual que la sísmica, la geofísica de pozos permite identificar a la formación objeto de estudio en los cortes de pozos. Es indudable que precisamente las variaciones que contrastan a la Formación Canasí en los datos geofísicos de pozos inciden en la existencia de contrastes de las impedancias acústicas entre esta capa y las sobreyacentes, dando lugar a los Coeficientes de Reflexión que posibilitan su identificación en los cortes sísmicos, como fue referido anteriormente.

### III.10. Construcciones estructurales

Una vez concluido el proceso de identificación y correlación de la Formación Canasí en la región objeto de estudio mediante el análisis de los atributos sísmicos y geofísicos de pozos referidos anteriormente, se procedió a realizar la cartografía estructural de los horizontes asociados a ésta.

Con el apoyo del software de interpretación interactivo Seis X se realizó la elaboración del mapa estructural por el tope de la Formación Canasí para el área desde Vía Blanca hasta Boca de Jaruco, así como el mapa de espesores aparentes (Anexo 2). Posteriormente se construyó el mapa por el tope de la Formación Canasí para toda el área de estudio (Anexo 1).

La imagen sísmica mostrada en dirección perpendicular a las estructuras (Figs. 44, 46, 48), secciones horizontales (Fig. 41) y las líneas arbitrarias seleccionadas, han permitido cartografiar el límite frontal de lo que pudiera ser el primer apilado de esta formación, lo cual no excluye, atendiendo a la imagen sísmica, su posible continuación más al norte. En el anexo 1 se presenta este límite frontal.

Por la disposición en el área que sigue el grupo de reflexiones asociadas con la imagen de lo que se podría llamar reservorio principal (secuencia SS-5) puede

decirse que ellas “viajan” encima de las calizas del Grupo Veloz, o sea, que **cabalgan juntas**, debido a que no se ha observado durante la interpretación sísmica ningún rasgo característico que evidencie movimiento alguno como falla, rampa de corrimiento, despegue, a diferencia de observarse estos índices de corrimientos en la base del Grupo Veloz (Ver Fig. 46). En algunos sectores se pueden correlacionar el tope y la base de ambas secuencias con seguridad (SS-5 y SS-6).

Las estructuras más levantadas del litoral como Puerto Escondido y Boca de Jaruco presentan un cuadro sísmico mucho más confiable de interpretar y entre ellas dos la mejor imagen corresponde a la estructura Boca de Jaruco en la que se han podido mapear con claridad muy bien este alto estructurales de 1100m TVD en el cubo 3D y confeccionar un mapa de espesores (ver Anexo 2).

La calidad de la expresión sísmica del tope y la base de estas secuencias se deben probablemente a la composición más o menos rica en carbonatos o clastos carbonatados que la misma posea.

La extensión horizontal desde la costa, en dirección norte, de la Formación Canasí va a tener una variación, aumentando y disminuyendo de forma sinusoidal (a escala pequeña), Vía Blanca - Boca de Jaruco, Jibacoa y Canasí - Puerto Escondido, que alcanza un límite de 3,5 km.; en el caso de Santa Cruz y Yumurí-Seboruco, 4 Km. El límite norte, de forma general, en una vista superior horizontal va a tener forma aserrada (a escala grande), siguiendo más o menos la morfología de la línea de la costa.

Los límites frontales más seguros se observan en Boca de Jaruco, Puerto Escondido y Yumurí.

Se observa regionalmente una relación de este avance y saliente de la costa norte con las zonas de mayor levantamiento que están acentuadas localmente. (Anexo 1).

La frontera norte de la Formación Canasí va a tener una geometría dinámica influenciada por el empuje, siendo más abrupto en el yacimiento Boca de Jaruco. En las secciones horizontales también se puede observar este límite frontal como es en el caso del yacimiento Vía Blanca - Boca de Jaruco (Fig. 41).

Los límites Este y Oeste están dados localmente por el acúñamiento en la Formación Canasí, en dependencia de la extensión por la horizontal, manteniéndose su prolongación en esta dirección a una distancia aproximada de 1 Km de la costa hacia la zona marina. Ésto se observa en la línea sísmica de Boca de Jaruco (Fig. 46), la línea sísmica de Yumurí – Seboruco (Fig. 44) y Jibacoa (Fig. 48).

El límite sur no se observa en las líneas sísmicas, pero con el apoyo de la correlación de los pozos horizontales que atraviesan la Formación Canasí y los pozos verticales e inclinados dirigidos, se ha podido delimitar en el caso particular de Vía Blanca - Boca de Jaruco, a una distancia cercana a la costa, pudiendo alcanzar en ocasiones 1 Km al sur de ésta, delimitado por el levantamiento de las rocas del Grupo Veloz (ver Fig. 46)

El límite inferior se ha confirmado por perforación de pozos inclinados dirigidos en Vía Blanca Ej. VB1.03, 104 y 34 que han alcanzado la Formación Canasí y penetrado en el Grupo Veloz (ver Fig. 46).

La zona superior de la Formación Canasí la va a delimitar las rocas de la Formación Vega Alta, que a su vez le sirven de sello regional por su composición litológica, arcillosa e impermeable.

Por último debe señalarse que en base al análisis del mapa estructural confeccionado, fue identificado un nuevo alto estructural aparente (Jibacoa Norte), el cual fue propuesto como Prospecto para su perforación como resultado de la aplicación de la caracterización sísmica de los reservorios de Terciario Inferior (Formación Canasí), objetivo que fue perforado posteriormente atravesando los reservorios antes señalados y subyaciendo discordantemente se penetró en las rocas del Grupo Veloz, verificándose la existencia del alto estructura Jibacoa Norte. (Ver anexo 1, Figs. 47 y 48).

## **CONCLUSIONES**

- ✚ Fue confirmada la hipótesis concebida previa al inicio del presente trabajo ya que efectivamente se pudo constatar que el complejo litoestratigráfico correspondiente a la denominada Formación Canasí, que constituye un importante reservorio, el cual presenta características propias que posibilitan su identificación en los datos sísmicos y geofísicos de pozos.
- ✚ La imagen sísmica que caracteriza a las diferentes secuencias del corte sísmico en toda la Franja Norte de Crudos Pesados permite interpretar 6 sismosecuencias (SS-1 hasta SS-6) entre las cuales la numerada como 5 se identifica a la Formación Canasí.
- ✚ Se verificó la confiabilidad del patrón establecido en el “área de aprendizaje” en otro sector de la región en el que también se cuenta con datos sísmicos y de pozos (área Jibacoa).
- ✚ Se elaboró una tabla (Tabla 3) con las características típicas que identifican la Formación Canasí en los cortes sísmicos.
- ✚ Se confeccionó modelo sismogeológico de la región con el apoyo de amarres de datos de pozos en las líneas sísmicas.
- ✚ Fue delimitada las fronteras superior e inferior de la Formación Canasí, así como elaborado mapa estructural a escala 1: 50 000 por la frontera superior y mapa de isopacas para el área patrón a escala 1: 25 000.



## **RECOMENDACIONES**

✚ Que se utilice la información reflejada en la presente tesis para continuar con la investigación de la región en una etapa posterior a fin de tratar de precisar el modelo evolutivo, el sistema petrolero y el tipo de play que la caracteriza.

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. Ahr, W., 2005: "Confrontando el intrincado tema de los carbonatos", Journal Oil Field Review.
2. Álvarez, J., Echevarría, G., Otero, M., López, J. G., y Valladares, S., 2005: "Propuesta de los trabajos a realizar en el bloque 7 onshore", VI Congreso de Geología, Cuba.
3. Álvarez, J., López, J. G., Socorro, R., Domínguez, R.B., Valladares, S., Otero, M., Cruz, R., 1998: "Evaluación de objetivos y prospectos de los Bloques 6, 7, 9 y 10", Archivo del CEINPET, Cuba.
4. Audebert, F., Biondi, B., Lumley, D., Rekdal, T., and Urdaneta, H., 1994: "Marmousi travelttime computation and imaging comparisons", SEP- 80, 47– 67.
5. Baborich, M. S., and Farmer, S. L., 1995: "3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The coherence cube", 65th Annual Internat. Mtg., Soc.Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 95, 93-96.
6. Banna, A., 1995: "A perspective on 3D-PSDM in compressive tectonics", Cuarto Congreso Internacional de la Sociedad Brasileña de Geofísica.
7. Boyer, S., 1982: "Thrust systems", AAPG bull, Vol 66.
8. Burrell, J., 2003: "Interpretation techniques", Course of Seismic Exploration.
9. Castro, O., Rodríguez, J., Segura, R., Asel, A., Morales, C., Blanco, S., Delgado, O., y Valladares, S., 2005: "Facies y Reservorio Terciario en Vía Blanca – Boca de Jaruco, Yacimiento Yumurí – Seboruco, Canasí – Puerto Escondido", Proyecto 2612, Etapa I, Archivo del CEINPET.
10. Christopher L., 1999: "On the history and culture of geophysics and science in general", The Leading Edge.
11. Dalley, R. M., 1989: "Dip and azimuth displays for 3D seismic interpretation", First Break, Vol. 7, Num 3.
12. D'Andrea, S., Pasi, R., Bertozzi, G., and Dattilo, P., 1993: "Geological model, advanced methods help unlock oil in Italy's Apennines", Oil and Gas Jo., pp. 53-57.

13. Domínguez, A. H., Arriaza, G., y Juara, M., 2005: "Nuevas estructuras petroleras reveladas por la sísmica 2D al oeste del yacimiento Boca de Jaruco", CD. 1ra Convención Cubana de Ciencias de la Tierra.
14. Domínguez, A. H., y Domínguez, R. B., 2003: "Terciario: Intervalo geológico potencialmente colector de Petróleo dentro de la parte occidental y sur del Golfo de México (Zona Económica Exclusiva de Cuba), CD. V Congreso Geomin.
15. Domínguez, A. H., García, N., Perez, Y., y Brey, D., 2007: "Informe final de la terminación del pozo Jibacoa 100", Inédito, Archivo del CEINPET, Cuba.
16. Domínguez, A. H., Juara, M., Echevarria, G., y Sterling, N., 2003: "Importancia del estudio de las fugas de hidrocarburos en la exploración petrolera (ZEE de Cuba)", CD. Ier Encuentro Científico del CEINPET, Cuba.
17. Domínguez R. B., 2003: "Contribución al modelo estructural de tres sectores del cinturón Plegado Cubano" (Bloque 12 y 13). 2da Jornada Científica y de Calidad. CD. Expocuba.
18. Echevarria, G., 1991: "Oil and Gas Exploration in Cuba", Journal of Petroleum Geology, vol. 14, pp.259 – 274.
19. Echevarría, G., 1970: "Exploración y Explotación de Petróleo en Cuba", Tecnológica 8.1, pags. 33-39.
20. Fernández, J., y Esteban, M., 2005: "Reservorio Terciario Inferior en la Franja Norte Cubana": Líder: Dra. Silvia Valladares, Proyecto 2612, Archivo del CEINPET.
21. Gerhard, B., 1982: "Exploration in a classic thrust belts and its foreland: Bavarian Alps, Germany", AAPG bull, Vol. 66.
22. Guillemot, J., 1991: "Elements of Geology" Editions Technip, Paris. P- 29.
23. Hernández, J., Fernández, J., 2003: "Reservorio Terciario de la Franja Norte Crudos Pesados de Cuba", Informe inédito, Archivo del CEINPET.
24. Hernández, J., y Fernández, J., 2005: "Informe de la perforación de los pozos horizontales 800s en el yacimiento Vía Blanca – Boca de Jaruco", Informe inédito, Archivo CEINPET, Cuba.

25. Hernández, J., Fernández, J., y Castro, O., 2003: "Nueva unidad litoestratigráfica del Terciario (Costa afuera), en el área de Canasí de la Franja Norte de Crudos Pesados de la República de Cuba", Segunda Jornada Científica y de Calidad del CEINPET, G-49, 8 paginas, ISBN 959-234-039-0.
26. Herron A. D., 1999: "La interpretación sísmica: Ciencia, tecnología, ingeniería o arte", The Leading Edge.
27. Johnson, D., 1994: "Cases histories of three dimensional seismic surveys", Case history 1, East Painter 3D Survey, Overthrust Belt, Wyoming.
28. Jones, P. B., 1996: "Triangle zone geometry, terminology and kinematics". Bolletin of Canadian Petroleum Geology, Volumen 44, No 2.
29. Kessinger, W., 2002: "Curved-ray time migration can improve seismic imaging", Oil and Gas Journal.
30. Lalan, Y., 2002: "Building Velocity model for anisotropic PSDM: A TTI modelling example", CSEG Geophysics.
31. Leslie, J M., 1999: "A refraction seismic field study to determine anisotropic parameters of shales", Journal "Geophysics".
32. Leslie, J. M., and Lawton, D. C., 1998: "Depth migration of anisotropic physical model data", Geo-Triad, Abstracts, 77-78.
33. López, J. G., R. Tenrreyro, J. Sánchez, J. Alvarez, J. O. López, G. Echevarría, S. Valladares, R. Segura, R. Socorro y R. Rodríguez, 1993: "Geología y potencial de hidrocarburos de la República de Cuba", Monografía, CUPET & S.P.T.
34. López J. O., Álvarez J., López J.G., Tenrreyro R., Príncipe M. y Campos P., 1992: "Determinación del sistema de migración y acumulación del petróleo. Región Habana – Matanzas", Proyecto 02, etapa 03, Inédito, Archivo CEINPET.
35. Mitchum, R., Vail, P.R., and Sangre, J. B., 1977: "Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level", Part 6: "Stratigraphy Interpretation of Seismic Reflection Patterns in Depositional Secuences", Pag. 117 – 134.
36. Miró, G., 1993: "Aplicación de los métodos geofísicos, morfométricos y de teledetección al estudio de la Cuenca del Cauto", Tesis Doctoral, ISPJAE.

37. Miro, G., 2002: "Algunas características de las velocidades de propagación de las ondas sísmicas", Memorias del II Congreso Cubano de Geofísica, C. La Habana, Cuba.
38. Miro, G., 2006: "La sísmica de Reflexión petrolera a inicios del nuevo milenio: Estado del arte" en Monografía de Prospección Sísmica, Depto de Geociencias, ISPJAE, c La Habana, Cuba
39. Miro, G., Silva J., y Landau L, 2007: "Aplicación del modelaje sísmico 2D al estudio del cinturón de sobrecorrimento norte cubano", II Convención de Ciencias de la Tierra, Cuba.
40. Palaz, I., 1997: "Carbonate seismology", Society of Exploration Geophysics (SEG)
41. Payton, C., 1977: "Seismic Stratigraphy-applications to hydrocarbon exploration", AAPG.
42. Picha, F.J., 1996: "Exploring for hydrocarbons underthrust belts - a challenging new frontier in the Carpathians", AAPG Bull, 80(10) 1547-1564.
43. Rijas, E.J., 1992: "Attribute extraction: An important application in any detailed 3D interpretation study", The Leading Edge
44. Rodríguez, M., y Castro, O., 2007: "Electrofácies de reservorios terciarios en pozos verticales en la franja norte de crudos pesados. comparación con el grupo Veloz", II Convención de Ciencias de la Tierra, C. La Habana, Cuba.
45. Sánchez R., Rodríguez R., López J. G., López O., López S., Sora A., Valladares S., Socorro R., Domínguez R., Prol J., Taucet S., Tenreiro R., Arriaza G y Juara M., 2002: "Síntesis del conocimiento actualizado de la exploración en la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de Méjico"
46. Séjourné, S., 2001: "Seismic interpretations from the southern Quebec Appalachians structural front", Geological Survey of Canada – Calgary.
47. Sheriff, R. E., 1995: "Exploration seismology", Edit Cambridge, University Press.
48. Sherritt International, 1999: Fugro – LCT Limited. Gravity and Bathymetry Survey, 1999. Caribbean Sea Offshore Cuba. Procesing Report. Archivo del CEINPET

49. Sorá, A. y Miró, G., 2003: "Informe sobre el modelaje sísmico en la zona del cinturón de sobrecorrimiento cubano mediante el software TESSERAL" Informe del Proyecto 2114. Archivo CEINPET, Cuba.
50. Sorá, A., y Socorro, R., 2003: "Informe del proyecto 2511 sobre la efectividad de la sísmica en la región del cinturón sobrecorrido norte cubano" Archivo CEINPET, Cuba.
51. Stephan, S., 2001. "Seismic interpretations from the southern Québec Appalachians structural front", Geological Survey of Canada – Calgary.
52. Spadini, A. R., 2005: "Porosidade em reservatórios carbonáticos: algumas considerações", B. Geoci. Petrobrás, Rio de Janeiro, v. 13.
53. Tilander, N.G., and Mitchel, N., 1995: "Processing of seismic data from overthrust areas in Latin America", The Leading Edge.
54. Valladares, S., Fernández, J., Hernández, J., Álvarez, J., 2007: "Contribución al conocimiento geólogo – petrolero de la franja norte de crudos pesados cubana, aportado por la Formación Cretas Canasí", II Convención de Ciencias de la Tierra, C. La Habana, Cuba.
55. Valladares, S., Fernández, J., Hernández, J., Domínguez, A.H., López, J.G., Pérez, Y., Pascual, O., Juara, M., Álvarez, J., López, J. O., Brey. D., Flores, A., Pérez, L. 2005: "Sistema Petrolero, Play, Extensión del Prospecto Terciario de la Franja norte Cubana". Proyecto 2612. Etapa IV. Archivo del CEINPET.
56. Yilmaz, O., 1989. "Seismic data processing" Series: Investigations in Geophysics", Vol. 2, SEG.